Possibilités. Leadership. Innovation.
L'électricité : à la source d'une foule de bonnes choses.

hydro One

Rapport annuel 2008

Hydro One vise à devenir la plus importante société d'électricité d'Amérique du Nord, grâce à ses valeurs en matière de sécurité, de conduite des affaires, d'excellence et d'innovation.

HYDRO ONE INC.
Est une société de portefeuille regroupant des filiales qui exercent leurs activités dans les secteurs du transport et de la distribution d'électricité et des services de télécommunications.

HYDRO ONE NETWORKS INC.
Représente la majeure partie de nos activités, qui sont règlementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Elle est responsable de la planification, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos réseaux de transport et de distribution.

HYDRO ONE BRAMPTON NETWORKS INC.
Assure la distribution d'électricité dans l'une des agglomérations urbaines affichant la croissance la plus rapide du Canada, à 30 km de Toronto.

HYDRO ONE REMOTE COMMUNITIES INC.
Assure l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution d'électricité servant à alimenter 20 collectivités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau de transport de la province.

HYDRO ONE TELECOM INC.
Commercialise notre capacité de production de fibre optique auprès de nos clients d'affaires. Cette entreprise représente moins de 1 % de notre actif total.

La valeur d'une chose ne se mesure pas qu'en termes de coûts. La véritable valeur d'une chose se mesure par l'importance qu'elle revêt pour un individu, une famille ou une collectivité, par la façon dont elle influence les choix et les actions ainsi que les gestes posés par chacun.

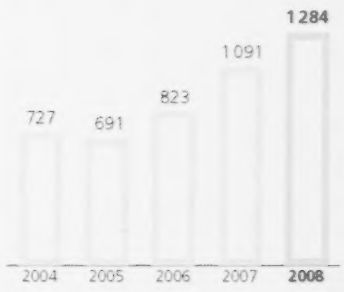
Rien n'est plus important pour Hydro One, ou n'a autant de valeur pour nous, que le respect de nos engagements. En tant que responsable du réseau de transport et de distribution d'électricité de l'Ontario, nous nous consacrons au transport et à la distribution d'électricité aux utilisateurs en Ontario de manière sûre, fiable et rentable. Cet engagement guide nos plans et dicte nos actions; ainsi, nous créons de la valeur pour les clients que nous desservons.

Statistiques et faits saillants financiers consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007	Variation en $	Variation en %
Produits	**4 597**	4 655	(58)	(1)
Achats d'électricité	**2 181**	2 240	(59)	(3)
Coûts d'exploitation	**1 513**	1 516	(3)	–
Bénéfice net	**498**	399	99	25
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**1 055**	1 141	(86)	(8)
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario *(en MW)*[1]	**21 820**	22 988	(1 168)	(5)
Distribution – unités distribuées à nos abonnés *(en TWh)*[1]	**29,9**	30,2	(0,3)	(1)

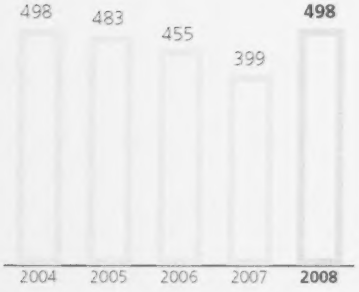
[1] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

Dépenses en immobilisations
(en millions de dollars canadiens)



Total de l'actif
31 décembre 2008
(en millions de dollars canadiens)

Bénéfice net
(en millions de dollars canadiens)



Message du président du conseil

James Arnett
Président du conseil d'administration

Pour Hydro One Inc., 2008 a été une bonne année. Dans l'ensemble, je crois que la société et la direction se sont bien acquittées de leur mandat et que le conseil d'administration a bien joué son rôle de supervision.

L'un des éléments essentiels de notre mandat est de nous assurer qu'Hydro One se comporte comme une entreprise commerciale digne de ce nom, c'est-à-dire qu'elle mette de l'avant une culture d'entreprise qui accroît sa valeur tout en assurant la sécurité, la fiabilité et la rentabilité des activités de transport et de distribution d'électricité aux utilisateurs en Ontario.

L'une de nos principales réalisations est sans conteste l'élaboration et l'approbation d'un nouveau plan stratégique pour la société. Ce plan place Hydro One au rang de plus importante société d'électricité en Amérique du Nord. Il met en lumière l'importance de constamment innover pour rendre le réseau d'électricité intelligent et flexible. Je suis convaincu que ce plan permettra à la société de relever le défi que présente le projet de loi visant la *Loi sur l'énergie verte et l'économie verte*, lequel rend compte de la vision de notre actionnaire d'intégrer davantage la production et la distribution d'énergie renouvelable.

Parmi nos autres réalisations d'importance, il faut mentionner l'approbation en septembre par la Commission de l'énergie de l'Ontario de notre demande d'autorisation de construction d'installations liées à notre projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton. Par ailleurs, la société a signé des protocoles d'entente historiques avec deux collectivités des Premières nations et des Métis de l'Ontario qui facilitent leur participation continue au processus réglementaire et à la réussite du projet.

Hydro One a conservé de solides cotes de crédit au cours de l'exercice, ce qui reflète la gestion prudente des affaires de la société. Il est primordial que nous conservions la qualité de notre crédit, car cela nous permet d'emprunter plus facilement et ainsi de répondre aux besoins accrus de financement de nos programmes d'expansion d'envergure au cours des exercices à venir. Hydro One jouit d'un très bon accès au marché des capitaux d'emprunt et nous avons continué de réunir des fonds à un coût raisonnable compte tenu de la conjoncture difficile du marché au dernier trimestre de 2008. La chute abrupte des marchés financiers a également eu une incidence marquée sur le régime de retraite de la société, situation que le conseil d'administration continuera de suivre de près en 2009.

En ce qui a trait aux données financières, le bénéfice net, à 498 millions de dollars pour l'exercice à l'étude, a progressé de 99 millions de dollars, ou 25 %, par rapport à celui de 2007. Nous avons versé des dividendes de 259 millions de dollars à notre actionnaire, la province d'Ontario, et effectué des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés de 145 millions de dollars à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, également détenue par la province d'Ontario.

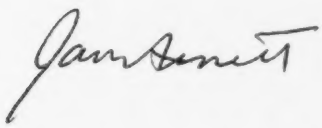
Nous continuons de viser une productivité accrue grâce à des gains d'efficience. Le conseil d'administration a consacré beaucoup de temps et d'attention au projet Cornerstone, processus à implantation graduelle, visant, d'une part, le remplacement des systèmes de technologie de l'information en fin de vie et, d'autre part, la transformation de notre processus administratif. La première étape du projet a été achevée en 2008 et des améliorations importantes seront apportées au cours de la période allant de 2009 à 2015.

L'un des volets clés du rôle de supervision du conseil consiste à harmoniser la structure de la société avec le mandat et les objectifs de cette dernière. Pour mieux s'acquitter de son rôle de surveillance, le conseil utilise notamment une fiche de notation du rendement de la société ainsi que des versements incitatifs à court terme relativement modestes fondés sur des mesures de la performance établies à partir de la fiche de rendement. Je suis ravi d'annoncer que tous les objectifs de rendement, sauf un, ont été atteints, voire dépassés. Nous regrettons sincèrement le décès d'un travailleur, situation que nous trouvons bien entendu injustifiable.

L'un des principaux objectifs stratégiques de la société et de son personnel est la satisfaction de la clientèle. Le conseil d'administration surveille de près cet objectif et se réjouit que le pourcentage de satisfaction de la clientèle ait atteint 86 % pour l'exercice.

Dans l'ensemble, comme je l'ai mentionné, nous avons connu une bonne année, et je tiens à remercier la direction et tous nos employés de même que tous mes collègues du conseil d'administration pour les efforts qu'ils ont déployés sans ménagement, et ce, au nom de nos clients et de notre actionnaire, la province d'Ontario.

Hydro One a conservé de solides cotes de crédit tout au long de l'exercice, ce qui reflète la gestion prudente des affaires de la société.



James Arnett
Président du conseil d'administration
Hydro One Inc.

Message de la présidente et chef de la direction

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction

Quelle valeur apportons-nous à la population de l'Ontario? Comment pouvons-nous contribuer à faire en sorte qu'il fasse bon vivre et travailler en Ontario. En notre qualité de responsable du réseau de transport et de distribution d'électricité de l'Ontario, notre rôle principal consiste à acheminer et à distribuer de l'électricité de manière sécuritaire, fiable et rentable. La façon dont nous nous acquittons de cette tâche en ce 21e siècle est déterminante. L'Ontario et l'Amérique du Nord dans son ensemble vivent actuellement une période de grands bouleversements où les occasions sont nombreuses. Le réseau d'électricité de l'Ontario est confronté à de nouveaux et nombreux défis. Imaginez un instant devoir reconstruire et moderniser un aéronef en plein vol. Notre réseau a besoin d'investissements colossaux et bien adaptés pour être en mesure de continuer à répondre aux besoins de l'Ontario. Afin d'offrir la meilleure valeur possible à notre actionnaire et à nos clients, nous croyons qu'Hydro One doit montrer la voie et non suivre le chemin déjà tracé. En soutenant la technologie et l'innovation, en créant des partenariats judicieux, en assurant une solide relève de nos effectifs et en renouvelant notre infrastructure, nous procurerons à l'Ontario bien plus que de l'électricité, nous lui apporterons une réelle valeur.

L'année 2008 a été synonyme de renouvellement et de revitalisation pour Hydro One. Nous sommes allés de l'avant avec divers projets d'infrastructure de grande envergure. Nous avons peaufiné notre stratégie en matière de ressources humaines afin de nous assurer de pouvoir compter sur des effectifs de qualité dans les années à venir.

Au début de 2008, nous avons achevé les travaux portant sur le tunnel situé sous les rues achalandées de Toronto, projet destiné à assurer une meilleure fiabilité de l'approvisionnement pour la ville. Nos travaux avec Hydro-Québec TransÉnergie Inc. visant la construction d'une ligne à haute tension entre le Québec et l'Ontario se sont poursuivis. Cette ligne donnera à l'Ontario un meilleur accès à de l'énergie propre et renouvelable. La Commission de l'énergie de l'Ontario a approuvé notre demande d'autorisation de construction, sous réserve de l'approbation d'une évaluation, du projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton de 180 kilomètres, en vue de raccorder les sources d'énergie renouvelables et les sources de production d'énergie nucléaire de la région de Bruce afin de répondre aux besoins des collectivités et des entreprises dans le Sud de l'Ontario. Ce projet est l'un des plus importants qui soient liés au réseau de transport actuellement en cours en Amérique du Nord et nous prévoyons que la ligne entrera en service en 2011.

Le projet de compteurs intelligents mis de l'avant par la province d'Ontario, lequel vise l'installation de compteurs intelligents dans tous les foyers et entreprises d'ici 2010, a mené Hydro One à mettre en œuvre le plus important déploiement de compteurs intelligents en Amérique du Nord. L'installation des compteurs ne constitue qu'une partie du travail à effectuer. Le projet de réseau intelligent fait également intervenir la mise en place essentielle d'un réseau de communication de soutien. Le réseau intelligent transformera la relation que nous entretenons

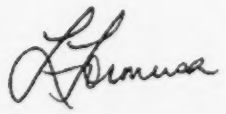
avec notre clientèle, permettra à cette dernière d'optimiser son utilisation d'électricité et ouvrira la voie au raccordement de sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne et la bioénergie. Ultimement, ce raccordement permettra à la province de réaliser son objectif d'augmenter la présence d'énergies renouvelables dans le réseau et de diminuer la dépendance envers les énergies fossiles.

Le réseau d'électricité conçu au siècle dernier a permis d'acheminer l'électricité avec beaucoup de fiabilité, et il nous a bien servi, mais il n'a pas été conçu pour permettre aux flux d'énergie de circuler dans plusieurs sens. Afin de pouvoir raccorder les sources d'énergie renouvelables, nous devons nous doter d'un réseau qui permet la circulation bidirectionnelle, ce que le réseau intelligent nous permet de faire. Hydro One collabore avec des sociétés du même secteur qu'elle, des universités et des organismes de recherche afin de transformer notre réseau.

Comme employeur, nous sommes confrontés à un défi immense au chapitre des ressources humaines. Comme tel est le cas pour d'autres entreprises du secteur de l'énergie, bon nombre de nos employés qualifiés deviendront admissibles à la retraite au cours des prochaines années. Nous avons un urgent besoin de personnel de remplacement à tous les échelons de l'entreprise. Nous avons pris des mesures dynamiques et proactives pour nous assurer que nous pouvons compter sur des ressources humaines de qualité en nombre suffisant pour satisfaire à nos besoins. Des apprentis, des techniciens, des technologues et des ingénieurs se joignent à notre équipe à un rythme inégalé depuis vingt ans. Nos partenariats avec les collèges, les universités et les Premières nations favorisent l'accès à une source variée d'employés éventuels pour l'avenir.

La valeur que nous apportons à notre actionnaire et aux Ontariens est réelle et bien tangible. Nous sommes à l'écoute de nos clients et modernisons notre réseau afin de faciliter l'intégration des sources d'électricité propres et renouvelables. Nos investissements prudents et judicieux dans le réseau d'électricité de l'Ontario nous permettront, j'en ai la certitude, de continuer à générer la valeur promise dans les années à venir.

En soutenant la technologie et l'innovation, en créant des partenariats judicieux, en assurant une solide relève de nos effectifs et en renouvelant notre infrastructure, nous procurerons à l'Ontario bien plus que de l'électricité, nous lui apporterons une réelle valeur.



Laura Formusa
Présidente et chef de la direction
Hydro One Inc.

Vous apporter de la valeur, **jusqu'au cœur de votre foyer**

Il en coûte un peu plus de dix cents* pour acheter et acheminer à votre domicile l'électricité nécessaire au fonctionnement de votre téléviseur lors d'une soirée cinéma en famille. Nous connaissons la valeur d'une soirée en famille et nous exploitons notre réseau de manière à ce que l'électricité soit toujours disponible au bon moment et à un prix abordable.

SEULEMENT 43 % DE VOTRE FACTURE

Les pylônes, les poteaux électriques, les lignes de transport et les transformateurs servant à acheminer l'électricité produite à l'échelle du territoire aux foyers ontariens constituent environ 43 % de la facture moyenne d'électricité. Compte tenu qu'un kilowattheure d'électricité coûte environ 10 cents, la tranche des coûts revenant à Hydro One n'est que de quatre cents environ.

Chez Hydro One, nous savons que l'Ontario doit pouvoir compter sur un approvisionnement en électricité sûr et fiable. Nous savons également qu'il est important pour tous les Ontariens de pouvoir compter sur une électricité à prix abordable.

L'électricité est essentielle à nos vies, que ce soit pour jouir d'une soirée en famille, ou pour toute autre activité du quotidien. L'accès à une électricité sécuritaire, fiable et abordable nous permet de savourer un café le matin, de faire fonctionner notre ordinateur au travail et de cuisiner de bons repas pour la famille.

En notre qualité de responsable du réseau de transport de la province et du plus important réseau de distribution de cette dernière, nous voulons nous assurer que la population, les collectivités et les entreprises de l'Ontario ont toujours accès à de l'électricité de manière sûre et abordable.

* En fonction d'un téléviseur ACL haute définition de 40 pouces consommant 268,3 kWh/an, utilisé 6 heures par jour au taux de 13,9 cents le kWh (ce qui comprend le coût de l'électricité et de sa livraison).

1 400 TRAVAILLEURS
250 000 ABONNÉS SOULAGÉS

Plus de 1 400 travailleurs ont permis à 250 000 abonnés privés de courant par suite de la violente tempête qui s'est abattue sur l'Ontario à la fin de 2008 de célébrer le Nouvel An dans la joie. Des équipes de travailleurs d'Hydro One, appuyées par des équipes d'autres services publics, ont travaillé sans relâche combattant vents cinglants et températures glaciales pour rétablir le courant chez plus de 90 % des abonnés touchés avant le 31 décembre 2008. La force d'intervention colossale déployée témoigne de notre engagement à offrir un service fiable ainsi que du dévouement et du professionnalisme de notre personnel.

POUR MIEUX VOUS SERVIR

Le taux de satisfaction global des clients résidentiels et des petites entreprises a augmenté en 2008 atteignant 86 % alors qu'il était de 82 % en 2007. Ces résultats reflètent l'incidence positive qu'ont eue nos programmes de fiabilité et notre présence soutenue dans vos communautés.

NOS CAMIONS ROUGES ET BLANCS DEVIENNENT DE PLUS EN PLUS VERTS

En 2008, nous avons amorcé une vérification étendue de la consommation d'énergie de tous les camions et véhicules commerciaux d'Hydro One, ce qui constitue la première étape de la mise en place d'un parc de véhicules plus écologique. Grâce à un programme interne appelé *Greener Choices*, Hydro One souhaite susciter à l'échelle de l'entreprise une prise de conscience des problèmes liés à l'environnement et elle prend des mesures pour rendre ses véhicules et ses installations plus écologiques.

Énergiser l'avenir de l'Ontario

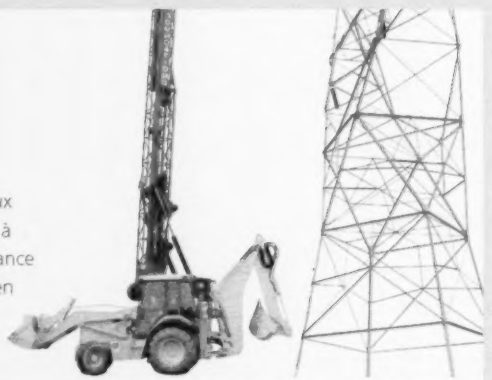
Le réseau d'électricité de l'Ontario a vu le jour il y a plus d'un siècle. Il a rapidement pris de l'ampleur au cours des années fastes ayant suivi la Deuxième Guerre mondiale, et ce, jusqu'en 1970, et a grandement contribué à l'essor et à la prospérité de la province. La durabilité du réseau témoigne de la vision et du travail acharné de ses bâtisseurs, mais nous reposer sur des réalisations passées ne suffit plus. En tant que responsable du réseau de transport de l'électricité de la province, il est maintenant temps pour nous de prendre la relève afin de doter l'Ontario d'un réseau capable de répondre aux besoins du 21e siècle.

Hydro One a entrepris son plus grand projet de renouvellement des infrastructures des vingt dernières années. Ce projet va bien au-delà du simple remplacement de l'équipement désuet. Nous revoyons également la conception et la construction du réseau afin d'en rehausser la performance, de soulager les points de congestion interne et d'intégrer les occasions que présentent les nouvelles sources d'énergie plus durables et les technologies en constante évolution.

CONSTRUCTION D'UNE

INTERCONNEXION ENTRE PROVINCES

Hydro One et Hydro-Québec TransÉnergie Inc. construisent une interconnexion d'une capacité de 1 250 MW entre les réseaux des deux provinces. L'investissement d'Hydro One assurera à l'Ontario un accès à prix concurrentiel à de l'énergie hydroélectrique renouvelable en provenance du Québec. La construction de nos composantes devrait être achevée en 2009 et l'interconnexion pourrait être en service en 2010.



3 000 RAISONS DE METTRE EN ŒUVRE LE PROJET DE BRUCE À MILTON

Devant la croissance soutenue de la population ontarienne, Hydro One doit s'assurer que les foyers et entreprises de l'Ontario disposent de l'électricité nécessaire pour répondre à leurs besoins croissants. Pour ce faire, Hydro One construit actuellement dans un corridor vert, une ligne de transport qui pourra acheminer 3 000 MW d'énergie nucléaire et d'énergie renouvelable entre la péninsule Bruce et le poste de sectionnement situé à Milton. En 2008, le projet a reçu les approbations indispensables de la Commission de l'énergie de l'Ontario et la ligne devrait être mise en service d'ici 2011.

UNE PROVINCE 10 ANS PLUS 150 DE PROJETS

Au cours des 10 prochaines années, Hydro One compte mettre en chantier plus de 150 projets d'infrastructure d'envergure à l'échelle de la province. D'une ampleur et d'une portée inégalées, cet investissement est essentiel pour assurer la pérennité de notre réseau d'électricité et l'avenir de l'Ontario.

MODERNISATION DES QUARTIERS INTERMÉDIAIRES

Le corridor de transport d'électricité qui dessert les quartiers très populeux situés au cœur de la ville de Toronto a été initialement établi dans les années 1920 et les câbles souterrains utilisés datent des années 1950. Hydro One et Toronto Hydro ont toutes deux convenues que l'infrastructure de transport d'une capacité de 115 kilovolts desservant la région devait être modernisée. L'Office de l'électricité de l'Ontario et la Commission de l'énergie de l'Ontario ont confirmé ce besoin. Les travaux de modernisation prévus amélioreront la fiabilité du service pour les résidants de la plus importante ville en Ontario et devraient être achevés en mai 2012.

Compteurs intelligents. Réseau intelligent.
Système intelligent.

Imaginez un instant que votre téléphone ne vous permette que de parler et non d'entendre. Avouez que cela ne serait pas très pratique. Pourtant, le réseau d'électricité de la province présente des lacunes similaires. Il ne permet qu'un débit unidirectionnel, ce qui reflète la technologie disponible au moment où le réseau a été établi. Après plusieurs années de bon rendement, le réseau actuel a besoin d'une mise à niveau d'envergure afin de permettre l'intégration des nouvelles formes d'électricité et des nouveaux modes de surveillance et de gestion. C'est pourquoi, Hydro One et la province d'Ontario favorisent l'établissement d'un réseau intelligent.

Le réseau intelligent permettra de modifier la façon dont l'électricité est acheminée. Alors que le réseau actuel ne permet que l'acheminement unidirectionnel, d'un point à un autre, des flux énergétiques, le réseau amélioré permettra l'échange d'électricité et d'information entre utilisateurs, transporteurs et producteurs. Doté de capacités de communications et intégrant des technologies sophistiquées d'exploitation et de contrôle, le réseau intelligent permettra à de petites centrales distribuées, la centrale biomasse d'un agriculteur par exemple, d'accepter l'électricité du réseau ou d'approvisionner le réseau en électricité. Le réseau intelligent permettra également aux consommateurs de mieux gérer leurs appareils intelligents à la maison ou au travail. Il pourra s'adapter aux systèmes de gestion de l'énergie dans les édifices intelligents et permettra aux consommateurs de mieux gérer leur consommation d'énergie et les coûts qui y sont associés, car ceux-ci pourront profiter d'une tarification en fonction de la période d'utilisation, lorsque cette tarification entrera en vigueur.

PROGRAMME PILOTE DE CONVERSION DES FOYERS AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

Un programme pilote appelé *PowerHouse* a été mis sur pied afin d'encourager les foyers ontariens à installer des systèmes fonctionnant à l'aide d'énergies renouvelables en offrant des prêts sans intérêt ou des remises à l'achat de systèmes utilisant des technologies renouvelables approuvées. Le programme *PowerHouse* était offert par Hydro One Networks, Hydro One Brampton et Enersource Hydro Mississauga et était financé par le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure. Le programme accordait des prêts sans intérêt et des remises et dispensait de l'information sur les chauffe-eau solaires, les systèmes de production d'énergie à partir de cellules photovoltaïques, les systèmes géothermiques et les petits systèmes éoliens.

= centrale éolienne de 10 MW

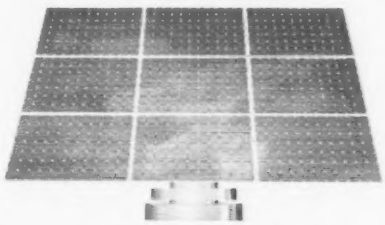
Appelé système étoilé étant donné que sa structure ressemble aux branches d'une étoile. Cette figure représente 24 centrales de 10 MW chacune, reliées à un transformateur central.

NOUS ÉLABORONS NOTRE PROPRE SYSTÈME ÉTOILÉ...

L'une des priorités d'Hydro One est de raccorder les petites centrales au réseau d'électricité de l'Ontario. C'est là tout un défi. Notre réseau de distribution est conçu de façon à envoyer de l'électricité et non à la recevoir. Pour relever ce défi, nos ingénieurs élaborent actuellement des solutions rentables, éprouvées au plan technologique et pouvant être appliquées rapidement – les solutions offertes par le système étoilé. Le système étoilé est un sous-réseau de lignes de distribution spécialisées qui récupère l'électricité produite par des groupes de centrales et l'achemine à un poste de transformation, d'où elle est réacheminée dans le réseau plus vaste.

...ET NOTRE PROPRE SYSTÈME SOLAIRE

L'énergie solaire est vraisemblablement la source d'énergie la plus propre et la plus durable, mais elle doit être mise en valeur, stockée et distribuée de manière rentable tant au point de vue économique que technique. Répondant à une demande du gouvernement provincial à l'égard de la mise en valeur d'énergies renouvelables, Hydro One a entamé des discussions avec des centres d'excellence de l'Ontario, principaux incubateurs d'idées et liens entre la recherche et le processus de commercialisation en Ontario. Ces discussions ont mené à l'élaboration d'un projet de plusieurs millions de dollars visant la mise au point de technologies d'intégration de parcs éoliens de grande envergure aux réseaux de transport et de distribution.



D'ICI 2010, NOUS SERONS, 1,4 MILLION DE FOIS PLUS INTELLIGENTS

À la fin de 2008, Hydro One avait installé plus de 780 000 compteurs intelligents en Ontario et elle prévoit que d'ici 2010, 1,4 million de compteurs auront été installés dans les foyers et petites entreprises de la province. Les compteurs intelligents sont au cœur du réseau intelligent en Ontario. Utilisés de concert avec une tarification selon la période d'utilisation, les compteurs intelligents joueront un rôle crucial dans la promotion d'une culture de conservation de l'énergie à l'échelle de la province et favoriseront des baisses importantes de la demande en période de pointe grâce au déplacement de la charge.

Notre personnel, c'est notre force...
Planifier son renouvellement est crucial

Les baby-boomers, membres d'une génération qui, depuis un certain temps déjà, fournit des employées talentueux et plein d'idées aux entreprises de notre secteur d'activité, atteignent peu à peu l'âge de la retraite. Selon nos estimations, environ 30 % de nos effectifs prendront leur retraite au cours des prochaines années.

Cela dit, le vieillissement de notre main-d'œuvre nous oblige à mettre en place un programme en amont de renouvellement de notre personnel. Les employés qui nous quitteront bientôt sont les plus qualifiés, ceux qui comptent le plus d'années d'expérience et qui souhaitent vivement partager les connaissances acquises avec la génération qui les suit. Nous devons actuellement composer simultanément avec les compétences de deux générations distinctes et répondre à leurs attentes, souvent très différentes, à l'égard du travail et de la carrière. Fort heureusement, nous avons un plan.

Hydro One met actuellement en œuvre un nouveau plan de ressources humaines qui fait intervenir des programmes de formation en apprentissage, des partenariats avec des collèges communautaires et des universités, des initiatives de relations externes auprès d'écoles et de collectivités des Premières nations et des Métis.

HYDRO ONE

RETOURNE À L'ÉCOLE

Afin de consolider ses effectifs pour l'avenir, Hydro One a établi un partenariat avec Mohawk College, à Hamilton, Algonquin College, à Ottawa, Northern College, à Timmins et Georgian College, à Barrie, afin de mettre sur pied un programme d'études destiné aux futurs employés du secteur de l'électricité. Nous nous sommes également associés à l'université Ryerson pour créer un programme travail-études destiné à former des ingénieurs en énergie électrique, fins prêts pour le marché du travail.

L'approche en amont préconisée par Hydro One ne sert pas qu'à mousser sa notoriété auprès d'employés éventuels, mais elle vise également à encourager les jeunes de talent à choisir une carrière dans les secteurs commerciaux et industriels.

NOUS AVONS ÉTÉ SACRÉS

« CHAMPIONS DE LA DIVERSITÉ »

Pour la deuxième année consécutive, Hydro One s'est classée parmi les dix sociétés canadiennes ayant obtenu le meilleur score à l'enquête annuelle sur la diversité dans le milieu de travail menée par le magazine *Corporate Knights*. Des 150 sociétés analysées, Hydro One s'est classée ex-æquo au sixième rang. Le rôle que nous jouons au sein du réseau d'électricité de la province nous force à faire appel à une main-d'œuvre diversifiée quant à la scolarité, à la compétence, au talent et à la formation. Le score que nous obtenons année après année à l'enquête de *Corporate Knights* témoigne de notre engagement à être le reflet des collectivités et de la clientèle que nous desservons.

Le magazine canadien *Corporate Knights* est le magazine traitant de la responsabilité des sociétés ayant le plus fort tirage au monde.

Corporate Knights
THE CANADIAN MAGAZINE FOR RESPONSIBLE BUSINESS
corporateknights.ca

UNE ENTENTE IMPORTANTE

Le 30 septembre 2008, Hydro a signé une entente historique avec la Métis Nation of Ontario (« MNO »). Le protocole d'entente portant sur la ligne de transport de Bruce à Milton de Hydro One aidera la MNO à mieux informer les Métis vivant dans la région visée par le projet. Il permettra également à la MNO de participer à l'évaluation environnementale de la ligne de Bruce à Milton qui doit être effectuée prochainement, et prévoit la mise sur pied d'un comité conjoint MNO-Hydro One visant à soutenir cette activité. L'entente démontre l'importance que nous accordons à la qualité de nos relations avec les Premières nations et les Métis.

CONSACRER DE L'ÉNERGIE AU JEU

Hydro One est consciente que la santé, le plaisir et la bonne forme sont également des sources essentielles d'énergie renouvelable dont l'Ontario peut tirer parti. Pour une deuxième année, le programme de subventions PowerPlay encourage la construction et la remise en état d'installations récréatives extérieures utilisées par les enfants de diverses collectivités desservies par Hydro One. Le programme offre des subventions pouvant aller jusqu'à 25 000 $ pour la construction d'installations ou la rénovation d'installations existantes ouvertes à tous. En 2008, nous avons remis plus de un million de dollars à 100 collectivités dans le cadre de ce programme.

Haute direction de Hydro One

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction, Hydro One Inc.

Joe Agostino
Chef du contentieux

Myles D'Arcey
Premier vice-président, Exploitation des services aux abonnés

Steve Dorey
Vice-Président, Relations externes

John Fraser
Vice-Président, Vérification interne et chef du risque

Tom Goldie
Premier vice-président, Services de gestion

Peter Gregg
Vice-Président, Affaires générales et réglementaires

Rick Kellestine
Vice-Président et conseiller de la direction

Carmine Marcello
Vice-Président, Projets corporatifs

Nairn McQueen
Vice-Président, Ingénierie et constructions

Geoff Ogram
Vice-Président, Gestion de l'actif

Wayne Smith
Vice-Président, Exploitation du réseau

Ali Suleman
Vice-Président et trésorier

Beth Summers*
Première vice-présidente et chef des finances
a démissionné le 12 février 2009

* Sandy Struthers a remplacé Beth Summers au poste de chef des finances en février 2009.

Rapport de gestion

Nous établissons nos états financiers en dollars canadiens et selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le présent rapport de gestion est fondé sur nos états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007.

APERÇU

Nous sommes détenus en propriété exclusive par la province d'Ontario (la « province »), et nos entreprises de transport et de distribution sont régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Notre mandat consiste à acheminer et à distribuer de manière sécuritaire, fiable et économique de l'électricité aux foyers et entreprises de l'Ontario. Nous menons nos activités en tant qu'entreprise commerciale dotée d'un conseil d'administration indépendant. Notre stratégie s'inspire de nos valeurs, c'est-à-dire la sécurité, la gestion responsable, l'excellence et l'innovation. Comme notre milieu de travail peut poser des risques tant pour notre personnel que pour le public, la sécurité revêt la plus haute importance. Nous prenons très au sérieux les responsabilités qui nous incombent en tant qu'intendant d'actifs essentiels pour la province. Nous les gérons avec prudence et transparence tout en optimisant leur valeur commerciale et leur utilité pour notre clientèle. Notre recherche d'excellence signifie que notre personnel est dûment formé et qu'il est prêt et en mesure d'offrir un service abordable et de grande qualité. Nous privilégions l'innovation puisque, grâce à elle, nous trouvons des moyens de mieux répondre aux besoins de nos abonnés. En 2008, nous nous sommes encore concentrés sur nos principales entreprises, nous avons maintenu, voire fortement amélioré, le rendement de divers aspects clés de nos activités et nous avons grandement contribué à la modernisation du réseau d'infrastructures de l'Ontario.

Transport

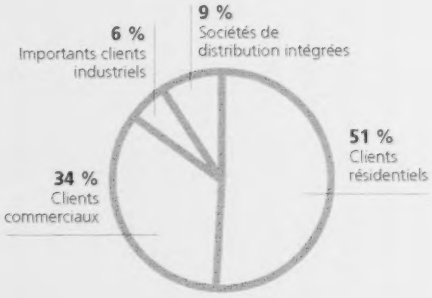
Notre société possède et exploite la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité de l'Ontario. Notre réseau de transport constitue un réseau intégré qui est surveillé, contrôlé et géré à partir de notre centre de contrôle du réseau de l'Ontario. Notre réseau fonctionne sur des distances relativement longues et relie plusieurs installations de production importantes à des postes de transport et à des centres de distribution régionaux plus vastes. En 2008, les produits tirés du transport se sont élevés à 1 212 millions de dollars, surtout grâce aux quelque 149 TWh d'électricité que nous avons acheminés directement ou indirectement à la quasi-totalité des consommateurs d'électricité en Ontario. Notre réseau de transport est l'un des plus importants en Amérique du Nord et rejoint cinq territoires contigus par le truchement de 26 interconnexions. Celles-ci nous permettent d'importer environ 4 000 MW et d'exporter quelque 5 800 MW d'électricité. Au chapitre des actifs, notre entreprise de transport est notre secteur d'activité le plus important puisqu'il regroupe environ 57 % du total de nos actifs.

Distribution

Notre réseau de distribution est le plus vaste en Ontario. Il couvre environ 75 % de la province et sert quelque 1,3 million d'abonnés ruraux et urbains, des entreprises de distribution locale (« EDL ») raccordées au réseau de distribution et 47 importants clients industriels. Nous exploitons aussi de petits réseaux de production et de distribution réglementés dans diverses collectivités éloignées du nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau d'électricité provincial. En 2008, nous avons gagné des produits tirés de la distribution qui totalisent 3 334 millions de dollars. Comme l'illustre le graphique ci-contre, nos abonnés résidentiels génèrent environ la moitié de nos produits de distribution.

Total de l'actif
Au 31 décembre 2008 (en millions de dollars CA)

Produits tirés de la distribution en 2008



Divers

Le secteur d'activité Divers a dégagé des produits de 51 millions de dollars en 2008 et compte des actifs d'environ 126 millions de dollars, ce qui représente un peu moins de 1 % du total de nos actifs. Ce secteur se compose essentiellement des activités de notre filiale en propriété exclusive, Hydro One Telecom Inc., qui commercialise une capacité de transport par fibre optique auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui font appel aux réseaux à large bande.

Notre stratégie

Notre stratégie d'entreprise est dictée par notre mandat, nos objectifs et nos valeurs. Notre premier objectif est de devenir la plus importante société d'électricité de l'Amérique du Nord. Nos valeurs englobent la sécurité, la gestion responsable, l'excellence et l'innovation. Nous entendons faire preuve d'innovation et de leadership dans le renouvellement du réseau électrique de l'Ontario. À cette fin, nous avons défini huit objectifs stratégiques.

Créer un milieu de travail où il ne survient aucun accident et assurer la sécurité du public : Nous continuons de prôner avec ferveur la prévention des accidents du travail et la sécurité du public.

Répondre aux besoins de nos abonnés : Pour ce faire, nous misons sur la fiabilité et la qualité de la livraison d'électricité, nous respectons nos engagements envers notre clientèle, nous optimisons la valeur de nos services, nous tissons des liens avec les collectivités que nous servons, nous communiquons efficacement avec nos clients et nous défendons notre réputation en tant qu'intendant responsable des actifs de transport et de distribution d'électricité de la province.

Innover : Nous cherchons sans cesse à élaborer et à proposer des solutions novatrices qui améliorent la fiabilité et l'efficience de nos services d'électricité et qui permettent à nos abonnés de mieux gérer leurs coûts énergétiques. Nous investirons dans l'infrastructure de transport et de distribution afin de répondre aux besoins des nouvelles sources de production d'électricité distribuées.

Bâtir et entretenir un réseau électrique à la fois fiable et rentable : Notre stratégie en matière de transport consiste à maintenir, à l'échelle provinciale, un réseau solide et fiable qui peut combler les nouveaux besoins de production de la province et la demande d'électricité. Pour réaliser cette stratégie, nous devons assurer une plus grande visibilité, un contrôle accru et un meilleur service à la clientèle grâce à une technologie dite « intelligente » tout en continuant d'offrir un service fiable et abordable, et ce, dans des territoires aux conditions topographiques et climatiques variées.

Protéger l'environnement : Nous jouons un rôle de premier plan dans la réduction de l'empreinte carbonique de l'Ontario en offrant une énergie propre et renouvelable et en instaurant des mesures qui permettent à nos abonnés de gérer et de réduire leur consommation d'énergie.

Perfectionner et fidéliser nos employés : Nous relevons les défis que pose le profil démographique de notre main-d'œuvre grâce à un vaste programme de recrutement, à la formation dans les secteurs de base, au perfectionnement du personnel et au transfert des connaissances.

Maintenir une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire : Nous entendons mener nos activités de manière à assurer notre pérennité financière et à accroître la valeur de nos actifs.

Rehausser notre productivité et notre rentabilité : Pour atteindre notre objectif qui est de devenir la plus grande société d'électricité de l'Amérique du Nord, nous nous efforçons d'améliorer sans cesse notre productivité grâce à de nouvelles efficiences et à une saine gestion des coûts. Notre but est de nous classer dans le premier quartile de nos pairs en Amérique du Nord pour ce qui est des mesures clés des coûts unitaires.

Nous sommes conscients du rôle pivot que jouera l'innovation dans la construction d'un réseau électrique intelligent qui générera des emplois de qualité et favorisera un environnement sain en Ontario. Nous entendons devenir le chef de file de notre secteur en mettant l'innovation au service de l'économie de la province et de ses citoyens.

Mesures et objectifs de rendement

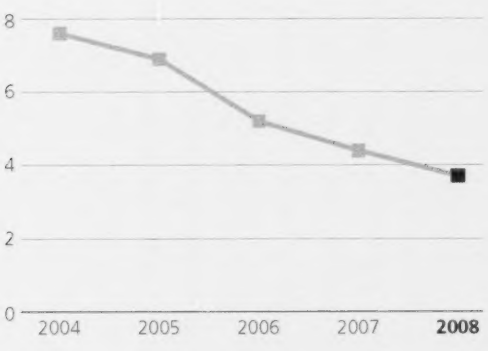
Nous mesurons notre rendement et définissons nos objectifs à cet égard de façon à garantir que nous tenons compte des besoins de tous nos principaux intéressés. Dans l'ensemble, nous avons atteint nos objectifs pourtant fort ambitieux de 2008, affichant des progrès dans maints domaines comparativement à 2007, et nous sommes en voie d'atteindre nos visées stratégiques.

La nature potentiellement dangereuse de nos activités exige que nous soyons fortement centrés sur la sécurité. Notre personnel étant l'âme qui anime notre entreprise, sa sécurité revêt la plus grande importance. Dans l'ensemble, nous avons remplis ces objectifs exigeants en 2008, mais nous avons eu à déplorer le décès d'un employé dans l'un de nos chantiers de construction. Ce drame illustre trop bien les dangers auxquels nous sommes exposés tous les jours. Notre objectif continue d'être celui d'éliminer les blessures graves. Par conséquent, nous mesurons notre taux d'incidents graves afin de déceler les situations susceptibles d'accroître le risque de blessures. Ces incidents comprennent les chocs électriques et les accidents liés à l'utilisation de véhicules ou de matériel qui auraient pu être évités. Comme l'indique le graphique ci-contre, nous avons connu 3,7 incidents graves par million d'heures travaillées en 2008, soit 16 % de moins qu'en 2007, 29 % de moins qu'en 2006 et 46 % de moins qu'en 2005. Dans l'avenir, nous veillerons à ancrer encore plus profondément cette culture de sécurité qui est la nôtre et à assurer que tous les membres de notre personnel sont dûment formés et sont prêts à faire face aux dangers auxquels ils pourraient être exposés et à s'acquitter efficacement de leurs tâches. Cela signifie fournir un encadrement et du mentorat, perfectionner les connaissances, tirer parti de l'expérience acquise au fil des ans ainsi qu'en arriver à une meilleure compréhension du comportement humain, ce qui permettra de mieux prévenir les blessures et de rehausser le rendement. Parmi les initiatives prévues en ce sens, citons l'utilisation de connaissances de pointe et de la science pour améliorer le cadre de travail et réduire les risques, le perfectionnement des employés de tous les échelons afin qu'ils se distinguent par leurs compétences, l'élaboration d'un cadre formel et informel d'apprentissage et de formation et le développement de leaders.

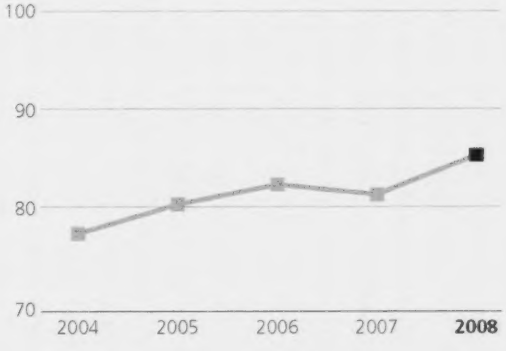
La satisfaction de la clientèle est également essentielle à notre succès. En 2008, nous avons dépassé notre objectif global quant à ses niveaux de satisfaction. Comme le montre le graphique ci-contre, les résultats de notre sondage sur la satisfaction des abonnés résidentiels et des petites entreprises se sont améliorés, leur taux de satisfaction étant passé de 82 % à 86 %, soit une augmentation de 5 %. Nous demeurons aussi très au fait des besoins des importants clients de notre secteur du transport, et les résultats du sondage indiquent un niveau de satisfaction global de 92 %, ce qui est légèrement inférieur à celui obtenu en 2007. En 2008, nous avons réussi à augmenter les taux de satisfaction des producteurs qui font appel à nous. Dans cette catégorie, les taux de satisfaction des producteurs branchés à notre réseau de transport et à celui de distribution ont dépassé de 4 % et de 7 %, respectivement, ceux enregistrés en 2007. En 2009, nous continuerons de veiller à accroître la satisfaction de nos clients. Pour ce faire, nous centrerons toutes nos discussions de planification sur le service à la clientèle, nous assurerons une communication et une coordination efficaces entre les unités d'affaires et nous mettrons en œuvre des stratégies ciblées afin de combler les besoins spécifiques de nos différents segments de clientèle.

En tant qu'intendant du réseau d'électricité de la province, nous nous devons de mériter et de bâtir la confiance du public. En 2008, nous avons continué d'axer nos efforts sur cette priorité stratégique en investissant dans les principaux actifs du réseau de distribution d'électricité et en exploitant le réseau existant de manière sécuritaire, fiable et efficace. Nous comprenons très bien que les entreprises,

Taux d'incidents graves
(Par million d'heures travaillées)



Satisfaction de la clientèle
Clients résidentiels et petites entreprises
(Pourcentage)



toutes tailles confondues, exigent un service fiable et, par conséquent, nous visons à nous classer dans le premier quartile des réseaux comparables pour ce qui est de la fiabilité. Tout comme nous l'avions fait en 2007, nous avons, en 2008, atteint nos objectifs annuels en ce domaine. En qualité de gestionnaire d'un vaste portefeuille d'actifs du secteur de l'électricité, nous avons également mis de l'avant plusieurs projets environnementaux, notamment un programme de choix plus écologiques, lequel vise à instiller, dans notre culture d'entreprise, le souci de la protection de l'environnement et de la conservation des ressources énergétiques. Dans le cadre de ce programme, nous nous concentrons sur la façon d'utiliser notre parc d'installations pour réduire nos émissions de gaz carbonique et avons instauré un processus de vérification et d'amélioration de l'efficience énergétique dans plusieurs établissements. Notre engagement envers les Ontariens a été reconnu par *Corporate Knights*, société de médias indépendante qui s'attache à promouvoir et à renforcer le développement durable au Canada, qui nous a classés parmi les 50 premières entreprises socialement responsables au Canada et au premier rang des sociétés de services publics. Ce classement signifie que nous réussissons à gérer notre rendement en matière d'environnement, de responsabilité sociale et de gouvernance. De plus, *Corporate Knights* nous a classés parmi les 10 entreprises les plus diversifiées du Canada, soit celles qui affichent la proportion la plus élevée de femmes et de membres des minorités visibles au sein de leur conseil d'administration et de leur haute direction.

Avec le départ à la retraite attendu de nombreux employés, nous entrons dans une période de profonds changements démographiques. Ces changements toucheront l'ensemble du secteur de l'électricité, et nous avons assumé un rôle de leader afin de faciliter la transition. Nous avons instauré un programme dynamique de renouvellement de la main-d'œuvre. Outre un partenariat avec quatre collèges communautaires d'arts appliqués et de technologie, nous avons resserré nos liens avec plusieurs universités canadiennes dans le cadre d'une stratégie globale visant à combler nos besoins en personnel pour de nombreuses années à venir. Par exemple, nous nous sommes associés à l'université Ryerson afin d'élaborer un programme travail-études dont le but est de former des ingénieurs spécialistes des installations d'énergie prêts au travail dès l'obtention de leur diplôme. Grâce au *Hydro One Fellowship Program*, des étudiants en génie électrique et informatique de cette université ont la possibilité de passer l'été dans notre entreprise et ainsi de mettre en pratique leurs connaissances tout en bénéficiant d'une formation en milieu de travail.

En 2008, nous avons encore axé nos efforts sur la productivité au travail, suivant de près l'évolution de plusieurs mesures prises en ce sens. Ainsi, nous avons atteint nos objectifs quant à l'installation de compteurs intelligents, nous avons annoncé et concrétisé plusieurs engagements aux termes des programmes des travaux et nous avons amélioré la coordination des interruptions de service prévues qu'exigent nos programmes d'investissement et d'entretien. Le fait de chercher sans cesse à rehausser notre productivité favorise la rentabilisation de nos programmes des travaux et améliore notre performance financière. En 2008, nous avons dépassé notre objectif en matière de résultats d'exploitation. Ce rendement ainsi que le contexte commercial dans lequel nous menons nos activités comptent parmi les facteurs qui déterminent nos cotes de solvabilité à court et à long terme. En juin 2008, Standard & Poor's Rating Services Inc. (« S&P ») a fait passer de « A » à « A+ » la cote de notre dette à long terme et a de nouveau attribué la cote « A-1 » à notre dette à court terme. Ce rehaussement de notre cote de solvabilité a donné lieu à une révision des nos perspectives qui sont passées de positives à stables. Ces notations témoignent de la stabilité de la politique énergétique en Ontario ainsi que de la cohérence et de l'indépendance de son cadre réglementaire. À ce jour et en dépit du contexte économique, nos financements par emprunt se sont révélés suffisants et rentables. Nos cotes de solvabilité actuelles facilitent un accès continu, à un coût raisonnable, aux marchés de la dette afin de financer les besoins en infrastructure de nos réseaux.

RÉGLEMENTATION

Nos entreprises de transport et de distribution d'électricité sont autorisées et régies par la CEO. Cet organisme établit les tarifs à la suite d'audiences publiques écrites ou verbales. Nos produits tirés du transport proviennent principalement de nos tarifs de transport, lesquels sont fondés sur les tarifs de transport provinciaux uniformes approuvés par la CEO pour tous les transporteurs de la province. Nos produits tirés de la distribution résultent surtout de nos tarifs de distribution, qui sont eux aussi fondés sur les tarifs approuvés par la CEO, et du recouvrement des coûts d'achat de l'électricité que consomme notre clientèle. Par conséquent, nos activités de distribution sont à l'abri du risque de prix. Les tarifs de transport et de distribution sont fondés sur des besoins approuvés en matière de produits qui prévoient le recouvrement des coûts et tiennent compte d'un rendement des capitaux propres ordinaires réputés. De plus, la CEO approuve des tarifs provisoires afin de permettre le recouvrement ou le règlement d'actifs et de passifs réglementaires précis au cours d'une période donnée.

Selon la structure actuelle du marché, les petits consommateurs et consommateurs désignés paient des tarifs d'électricité établis au moyen d'une grille tarifaire réglementée (« GTR »), et les consommateurs du marché de gros de l'électricité paient une combinaison de prix réglementés, de prix contractuels et de prix du marché de gros au comptant. La CEO fixe les prix pour les clients admissibles à la GTR en vue du recouvrement des coûts mixtes de l'électricité au fil du temps à partir d'une structure tarifaire à deux niveaux qui comportent des seuils de consommation saisonnière. Les déficits ou paiements excédentaires imprévus associés à la GTR sont financés

par l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »). Les prix sont revus tous les six mois et peuvent changer selon les prévisions mises à jour par la CEO et tout écart cumulé entre le montant que les clients ont payé pour l'électricité et le montant payé aux producteurs au cours de la période précédente. Les clients qui ne sont pas admissibles à la GTR, et les clients du marché de gros, paient le prix du marché de l'électricité ajusté pour tenir compte de l'écart entre ce prix et ceux versés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») est responsable de la supervision et de l'exploitation du marché de gros ainsi que du maintien de la fiabilité du réseau intégré d'électricité.

En plus du rôle de supervision joué par la CEO et de ceux de surveillance et de coordination confiés à la SIERE, l'OEO a été créée en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* pour assurer notamment l'approvisionnement à long terme en électricité, faciliter la gestion de la puissance appelée et la conservation et favoriser la stabilité des tarifs exigés des clients admissibles à la GTR. Dans le cadre de son mandat, et conformément à l'orientation de la province en matière de mixité des sources d'approvisionnement, l'OEO a mis au point le Plan pour le réseau d'électricité intégré (« PREI ») qui a été remis le 29 août 2007 à la CEO à des fins d'examen et d'approbation. Le 17 septembre 2008, le gouvernement de l'Ontario a demandé à l'OEO de réviser une partie du PREI proposé afin de mettre l'accent sur l'énergie renouvelable et la conservation. L'OEO devrait déposer ce PREI au milieu de 2009.

L'OEO est aussi chargée de coordonner l'exécution et le financement de programmes de conservation et de gestion de la demande (« CGD »). Ce travail de coordination fait suite aux mesures prises par des EDL, y compris les activités de distribution de nos filiales Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks ») et Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton »), en raison des exigences des programmes de la CEO eu égard au taux de rendement ajusté au marché de troisième phase. Nos programmes de CGD financés par le biais de l'OEO en 2008 se sont élevés à environ 8 millions de dollars comparativement à 6 millions de dollars en 2007. En 2008, nous avons comblé les exigences des programmes de la CEO associés au taux de rendement ajusté au marché de troisième phase, ce qui a représenté quelque 43 millions de dollars depuis 2005. L'objectif global des programmes de CGD, aux termes du PREI, est de réduire la demande provinciale de 6 300 MW d'ici 2025.

La *Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie* précise les objectifs généraux en matière de CGD en établissant un cadre pour l'installation de compteurs intelligents dans tous les foyers et petites entreprises ontariennes d'ici le 31 décembre 2010. Ces compteurs sont en mesure de calculer et de signaler la consommation pendant des périodes préétablies, leur lecture est effectuée à distance, et, s'ils sont combinés à des systèmes de communication, ils donnent aux clients accès à de l'information concernant leur consommation. En 2007, la province a nommé la SIERE l'entité responsable des compteurs intelligents chargée de surveiller la collecte et la gestion des données. Les EDL, y compris nos entreprises de distribution, sont responsables du déploiement de l'infrastructure des compteurs intelligents et de la technologie de communication connexe, afin de respecter les exigences minimums définies dans les règlements, ainsi que de la mise en œuvre de tarifs selon l'heure de la consommation, tarifs qui sont actuellement imputés sur une base volontaire. En 2008, nous avons installé plus de 496 000 compteurs intelligents, dépassant ainsi notre cible d'environ 405 000 compteurs pour 2008 et portant à plus de 780 000 le nombre total de compteurs installés dans le cadre de notre programme d'installation de compteurs intelligents. Nous poursuivons le déploiement à grande échelle de ces compteurs et du réseau de communication connexe (voir la rubrique « Dépenses en immobilisations futures »).

Tarifs de transport

La SIERE facilite le règlement des paiements qui nous sont destinés grâce aux tarifs de transport uniformes de l'Ontario (« TTU ») qu'approuve la CEO pour tous les transporteurs de la province.

Dans le cadre d'une procédure amorcée par la CEO pour revoir nos tarifs de transport et nos besoins en matière de produits pour 2006, 2007 et 2008, selon la réglementation fondée sur le coût de prestation du service, la CEO a annoncé en 2006 sa décision d'appliquer un mécanisme de partage du bénéfice (« MPB ») afin de partager à parts égales, entre notre actionnaire et nos clients, tout bénéfice tiré du transport qui dépasse le taux de rendement approuvé de 9,88 %. Par conséquent, en 2006, 50 % de notre bénéfice excédentaire réalisé auprès des clients a été reporté à titre de passif réglementaire. Par ailleurs, le 30 mars 2007, la CEO a rendu une décision approuvant, en principe, l'établissement d'un nouveau compte de report lié aux produits (« CRLP ») afin de comptabiliser l'écart de produits entre les tarifs de transport existants et les nouveaux tarifs qui devraient être approuvés plus tard dans l'exercice relativement à la période qui a débuté le 1er janvier 2007.

Le 16 août 2007, la CEO a rendu sa décision concernant notre demande de tarifs de transport pour 2007 et 2008. Par sa décision, qui a pris effet le 1er janvier 2007, la CEO a démontré que nos programmes des travaux lui inspiraient confiance puisqu'elle a approuvé toutes nos dépenses en immobilisations et d'exploitation pour 2007 et 2008. Toutefois, la décision a entraîné une réduction annuelle estimative de 8 % des tarifs de transport, et ce, essentiellement à cause de la baisse du taux de rendement des capitaux propres approuvé, taux qui est passé de 9,88 % à 8,35 %, selon une formule utilisée par la CEO aux fins de la réglementation des EDL.

De plus, la CEO a approuvé les montants définitifs et le mode de règlement de certains comptes réglementaires, y compris le CRLP, le MPB, les passifs au titre des frais d'exportation et de transit et l'actif réglementaire lié à la préparation au marché du transport. Les montants au titre du CRLP et du MPB ont été remboursés aux clients au cours de la période de 14 mois comprise entre le 1er novembre 2007 et le 31 décembre 2008, tandis que le passif lié aux frais d'exportation et de transit et l'actif réglementaire lié à la préparation au marché du transport sont pris en compte dans les tarifs de la période de quatre ans se terminant le 31 décembre 2010.

Dans le cadre d'une procédure conjointe visant tous les transporteurs d'électricité ontariens, le 17 octobre 2007, la CEO a approuvé les TTU devant être mis en œuvre entre le 1er novembre 2007 et les 31 décembre 2008. Les nouveaux tarifs reflètent les modifications approuvées apportées aux exigences en matière de produits et aux éléments de charges. Les nouveaux tarifs ont entraîné une baisse d'environ 1 % de la facture d'électricité moyenne du consommateur.

Le 30 mai 2008, nous avons déposé auprès de la CEO une demande d'ajustement, en date du 1er janvier 2009, des TTU qui s'appliquent à notre entreprise de transport. Le 28 août 2008, la CEO a approuvé cette demande, s'appuyant à cette fin sur les besoins en matière de produits qu'elle avait approuvés pour 2008 et compte tenu de l'achèvement du remboursement aux clients des montants prévus en vertu du MPB et du CRLP au 31 décembre 2008. Cette approbation a donné lieu à une augmentation moyenne de quelque 9 % des produits qui seront gagnés conformément aux TTU ainsi qu'à une hausse d'environ 1 % du total de la facture moyenne du consommateur.

Pour obtenir le financement qu'exige l'infrastructure requise, nous avons déposé en septembre 2008 une demande de tarifs de transport pour 2009 et 2010. Dans le cadre de celle-ci, nous demandons à la CEO d'approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 233 millions de dollars pour 2009 et 1 341 millions de dollars pour 2010, selon un taux de rendement des capitaux propres de 8,53 % et de 9,35 % respectivement en 2009 et en 2010, ce qui représente une hausse estimative respective d'environ 0,5 % et 1 % du total de la facture moyenne du client en 2009 et en 2010. Il est prévu, du moins pour le moment, que l'audience verbale débutera le 19 février 2009 et que la décision sera rendue à l'été 2009.

Tarifs de distribution

À titre de distributeur, nous sommes responsables de la livraison de l'électricité et de la facturation de nos clients selon des tarifs de distribution approuvés, des coûts d'achat d'électricité et d'autres charges réglementaires approuvées.

Tarifs de distribution

En 2006, la CEO a entamé un processus d'établissement d'un mécanisme de tarification par incitatifs (« MTI ») pour les exercices 2007 à 2010. Le processus a compris une méthode basée sur une formule de détermination des tarifs de 2007, ainsi qu'une approche de révision des tarifs devant être appliquée à tous les distributeurs de l'Ontario entre 2008 et 2010. Nos filiales, Hydro One Networks et Hydro One Brampton, ont demandé des ajustements de leurs tarifs de distribution en février 2007. En avril 2007, la CEO a approuvé nos demandes et les tarifs révisés sont entrés en vigueur le 1er mai 2007.

Notre filiale Hydro One Networks a soumis en 2007 la portion des besoins en matière de produits de sa demande de 2008 liée au coût de prestation du service conformément au plan pluriannuel d'établissement des tarifs de la CEO. Cette demande visait à faire approuver des besoins en matière de produits de 1 067 millions de dollars, compte tenu d'un taux de rendement de 8,64 % pour 2008. La hausse des tarifs de distribution que nous avons demandée représente une augmentation moyenne nette de moins de 1 % du total de la facture de l'abonné moyen. La demande a englobé un plan visant à réduire le nombre de catégories tarifaires de nos clients et à consolider, ou harmoniser, les tarifs des catégories tarifaires existantes en fonction des nouvelles catégories proposées.

Le 18 décembre 2008, la CEO a rendu une décision approuvant la quasi-totalité des dépenses de nos programmes des travaux en date du 1er mai 2008, décision qui prendra effet le 1er février 2009. La CEO a également approuvé le recouvrement des dépenses à l'égard des compteurs intelligents engagées avant la fin de 2007, y compris celles qui se rapportent aux fonctionnalités supplémentaires. Les dépenses ultérieures continueront d'être consignées dans les comptes de report en vue de leur recouvrement futur. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé la mise sur pied du compte de recouvrement des produits (« CRP ») qui servira à constater l'écart entre les produits générés par les tarifs de distribution actuels et ceux découlant des nouveaux tarifs depuis le 1er mai 2008. Le CRP sera recouvré sur une période de 27 mois allant du 1er février 2009 au 30 avril 2011. De plus, la CEO a approuvé le recouvrement, sur cette même période, de certains autres comptes réglementaires.

En septembre 2008, la CEO a établi de manière définitive sa formule à l'égard du MTI de 3e génération, formule qui ajuste les tarifs en tenant compte de l'inflation, des objectifs en matière de productivité, des événements importants qui sont indépendants de la volonté de la direction et d'un mécanisme d'ajustement du capital qui sert à recouvrer les coûts qui sont engagés à l'égard des nouvelles immobilisations qui sont mises en service et qui sont supérieurs à un seuil déterminé. Notre filiale, Hydro One Networks, a déposé sa demande de tarification par incitatifs à l'égard des tarifs de 2009 vers la fin de 2008. Une mise à jour de cette demande a été déposée en janvier 2009 afin de tenir compte de la décision concernant les tarifs de distribution de 2008. La demande vise une hausse, en date du 1er mai 2009, d'environ 4 % des tarifs de distribution de 2009. Cette hausse devrait se traduire par une variation de moins de 1,5 % du total de la facture moyenne du client résidentiel, en supposant que les charges autres que de distribution demeurent inchangées.

Le 1er novembre 2007, notre filiale Hydro One Brampton a déposé sa demande de tarifs de 2008, s'appuyant à cette fin sur les politiques de la CEO en matière de coût en capital et de MTI de deuxième génération. Le 19 mars 2008, la CEO a rendu sa décision sur la demande de tarifs de 2008, l'approuvant à la lumière de ses politiques. Les tarifs révisés, lesquels englobent le montant mensuel de 0,67 $ qui continuera d'être perçu pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent, ont été approuvés et ils sont entrés en vigueur le 1er mai 2008. Dans l'ensemble, les nouveaux tarifs se traduisent par une baisse d'environ 3 % du total de la facture d'un client résidentiel moyen. Le 29 janvier 2009, la CEO nous a transmis une lettre dans laquelle elle propose de réviser les tarifs de distribution de notre filiale Hydro One Brampton en 2011.

Le 8 septembre 2008, la CEO nous a fait parvenir une lettre dans laquelle elle accuse réception de notre demande de tarifs de distribution pour 2009 liée aux coûts de prestation du service que nous avons déposée le 29 août 2008 au nom de notre filiale Hydro One Remote Communities Inc. Cette demande suggère une hausse d'environ 10 millions de dollars par rapport aux besoins approuvés en matière de produits pour 2006 et est motivée par l'augmentation des coûts du carburant. Pour les abonnés, la majoration moyenne proposée serait d'environ 4 %.

Programme d'installation de compteurs intelligents

En avril 2007 et dans le cadre de sa décision concernant les demandes de tarifs de distribution de 2007 faites par Hydro One Networks et Hydro One Brampton, la CEO a approuvé des montants respectifs de 0,93 $ et 0,67 $ par mois par abonné utilisant un compteur intelligent, à titre de charge à l'égard des compteurs intelligents, montants devant être facturés à compter du 1er mai 2007.

Le 8 août 2007, la CEO a annoncé sa décision à l'égard de l'instance combinée visant à déterminer la recouvrabilité des dépenses engagées par les distributeurs. Le recouvrement des dépenses liées à la fonctionnalité minimale approuvée de l'infrastructure des compteurs intelligents et engagées par nos filiales Hydro One Networks et Hydro One Brampton a été approuvé. Par conséquent, les dépenses relatives aux compteurs intelligents ne sont plus reportées en tant qu'actifs réglementaires, mais sont désormais classées comme dépenses en immobilisations ou sont imputées aux résultats d'exploitation. Dans le cadre de la décision qu'elle a rendue le 18 décembre 2008 relativement aux tarifs de distribution de Hydro One Networks pour 2008, la CEO a approuvé le maintien de la charge de 0,93 $ par mois par abonné qui utilise un compteur intelligent et de l'inclusion des dépenses engagées jusqu'au 31 décembre 2007 à l'égard des compteurs intelligents dans la base tarifaire de 2008. Hydro One Brampton soumettra ces dépenses liées aux compteurs intelligents à un examen dans le cadre de sa demande de 2011 fondée sur les coûts de prestation du service.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Produits

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007	Variation en $	Variation en %
Transport	**1 212**	1 242	(30)	(2)
Distribution	**3 334**	3 382	(48)	(1)
Divers	**51**	31	20	65
	4 597	4 655	(58)	(1)
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario *(MW)*[1]	**21 820**	22 988	(1 168)	(5)
Distribution – unités distribuées aux clients *(TWh)*[1]	**29,9**	30,2	(0,3)	(1)

[1] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

Transport

Les produits tirés du transport proviennent principalement des tarifs de transport que nous prélevons et qui sont fondés sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau à haute tension. Les tarifs sont établis de telle sorte à générer les produits nécessaires au maintien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximale, laquelle dépend avant tout des conditions climatiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également un faible montant de produits accessoires, lesquels découlent principalement des services d'entretien fournis aux producteurs d'électricité et de l'usage secondaire de nos emprises.

Nos produits tirés du transport ont reculé de 30 millions de dollars, ou de 2 %, par rapport à ceux de 2007 en raison principalement du fléchissement de la moyenne mensuelle de la demande de pointe enregistré durant l'exercice. Même si la moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario a diminué de 1 168 MW, la charge totale connexe a baissé de 14 019 MW depuis l'exercice précédent, ce qui a réduit les produits de 66 millions de dollars. Cette baisse de la charge a été contrebalancée en partie par des augmentations de 21 millions de dollars des produits tirés de l'exportation de l'électricité vers d'autres territoires (frais de transit et d'exportation), d'environ 9 millions de dollars des produits de transport accessoires par suite de paiements de servitude reçus pour l'usage secondaire de nos emprises et de l'intensification des travaux de mise à niveau des compteurs et de 6 millions de dollars d'autres produits essentiellement liés aux comptes réglementaires.

Également, la décision rendue le 16 août 2007 par la CEO à l'égard des tarifs de transport s'est répercutée sur nos produits. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé tous nos besoins quant aux dépenses liées aux programmes des travaux, mais a fait passer de 9,88 % à 8,35 % notre taux de rendement des capitaux propres. L'incidence de la décision de la CEO, qui est entrée en vigueur le 1er janvier 2007, a été prise en compte à la date à laquelle elle a été rendue. La décision de la CEO de réduire notre taux de rendement a comprimé de 128 millions de dollars nos produits tirés du transport en regard de ceux de 2007. Cette baisse a été contrebalancée par un ajustement, du même montant, des produits que nous avons gagnés, ce qui reflète le fait que les tarifs de 2008 tiennent compte du remboursement des montants qui avaient déjà été imputés en réduction des produits dans le cadre du MPB en 2006 et du CRLP en 2007.

Le 28 août 2008, la CEO a approuvé notre demande d'ajustement des TTU, en date du 1er janvier 2009, afin que ceux-ci reflètent les besoins de 2008 en matière de produits qu'elle avait déjà approuvés, compte tenu de l'achèvement du remboursement aux clients des montants prévus en vertu du MPB et du CRLP.

Distribution

Les produits tirés de la distribution comprennent ceux générés par nos services de distribution tarifés, lesquels sont fondés sur les tarifs approuvés par la CEO, ainsi que les montants nécessaires au recouvrement des coûts d'achat de l'électricité consommée par nos clients. Par conséquent, les produits tirés de la distribution dépendent principalement de nos tarifs de distribution, de la quantité d'électricité que nous distribuons et des coûts d'achat d'électricité. Ces produits comprennent également un faible montant de produits provenant de services auxiliaires de distribution, comme les frais liés à l'utilisation de nos poteaux par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution et des frais divers tels que les pénalités de retard.

Les produits tirés de la distribution ont baissé de 48 millions de dollars, ou de 1 %, en 2008 en regard de ceux de l'exercice précédent. Cette baisse tient compte de la diminution du recouvrement des coûts d'achat d'électricité, lesquels ont fléchi de 59 millions de dollars tel qu'il est décrit ci-après sous la rubrique « Achats d'électricité ». En outre, aucun produit lié au recouvrement du compte réglementaire établi à l'égard de la distribution ne peut être constaté depuis le 31 mars 2008, ce qui a comprimé les produits de 15 millions de dollars. Le recul de la consommation, en raison principalement de la clémence des conditions météorologiques en 2008, a réduit les produits tirés de la distribution de 6 millions de dollars en 2008.

Les produits de l'exercice ont également été touchés par la décision favorable que nous avons obtenue le 18 décembre 2008 en rapport avec la demande de tarifs de distribution déposée par notre filiale Hydro One Networks. Dans cette décision, la CEO a approuvé la quasi-totalité de nos besoins quant aux dépenses liées aux programmes des travaux, incluant toutes celles engagées aux fins des compteurs intelligents jusqu'au 31 décembre 2007. Les montants non constatés à l'égard des compteurs intelligents en 2008 continueront d'être constatés dans un compte d'actif réglementaire. La décision de la CEO a pris effet le 1er mai 2008 et les nouveaux tarifs exigés des clients aux termes de cette décision entreront en vigueur le 1er février 2009.

Par suite de la décision de la CEO, nous avons constaté des produits tirés de la distribution de 25 millions de dollars au quatrième trimestre. Le nouvel actif réglementaire, soit le CRP, a été inscrit afin de refléter ces produits non recouvrés auprès des clients. Ce compte sera épuisé sur la période de 27 mois allant du 1er février 2009 au 30 avril 2011.

De plus, les autres produits ont augmenté de 5 millions de dollars durant l'exercice et les produits se sont accrus de 2 millions de dollars à la faveur des décisions rendues antérieurement par la CEO relativement aux compteurs intelligents et aux tarifs de nos entreprises de distribution.

Achats d'électricité

Les coûts d'achat d'électricité de notre entreprise de distribution représentent le coût de l'électricité livrée aux abonnés dans notre territoire de service et englobent le coût de l'énergie achetée sur le marché de gros, les frais de service du marché de gros de l'électricité de la SIERE et les frais de transport prélevés par cette dernière. Le coût de l'énergie achetée pour certains petits consommateurs et consommateurs désignés est fondé sur la GTR de la CEO, qui consiste en une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils saisonniers. Les consommateurs qui ne sont pas admissibles à la GTR paient l'électricité au prix du marché, après ajustements au titre de l'écart entre ce prix et ceux payés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. Ce qui suit donne un aperçu de GTR pour les exercices 2007 et 2008.

Aperçu de la GTR

	Niveau seuil (kWh/mois)		Tarifs par niveau (cents/kWh)	
Entrée en vigueur	Clients résidentiels	Clients non résidentiels	Premier niveau	Deuxième niveau
1er novembre 2006	1 000	750	5,5	6,4
1er mai 2007	600	750	5,3	6,2
1er novembre 2007	1 000	750	5,0	5,9
1er mai 2008	600	750	5,0	5,9
1er novembre 2008	1 000	750	5,6	6,5

En 2008, les coûts d'achat d'électricité ont baissé de 59 millions de dollars, ou de 3 %, en regard de ceux de l'exercice précédent et ont atteint 2 181 millions de dollars. Cette réduction est essentiellement imputable à un fléchissement de la demande d'électricité de l'ordre de 43 millions de dollars, à une baisse de 37 millions de dollars des coûts associés à la GTR de la CEO pour les abonnés résidentiels et autres clients admissibles et à l'incidence de la baisse de 27 millions de dollars des frais prélevés par la SIERE, ce qui comprend les frais de transport par suite de la décision rendue le 16 août 2007 par la CEO à l'égard des tarifs de transport et des frais de service du marché de gros. Ces baisses ont été contrebalancées en partie par une hausse de 48 millions de dollars attribuable aux prix de gros des marchandises pour les consommateurs qui ne sont pas admissibles à la GTR.

Exploitation, entretien et administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent essentiellement des frais de la main-d'œuvre, des matières, du matériel et des services achetés aux fins du soutien de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de transport et de distribution. Ces charges comprennent également les impôts fonciers et les paiements en remplacement de ces impôts qui se rapportent à nos lignes de transport et de distribution, à nos postes et à nos bâtiments.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité ont été les suivantes :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007	Variation en $	Variation en %
Transport	**387**	415	(28)	(7)
Distribution	**531**	549	(18)	(3)
Divers	**47**	31	16	52
	965	995	(30)	(3)

Transport

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour maintenir en bon état nos postes de transport à haute tension, nos lignes et nos emprises ont diminué de 28 millions de dollars, ou de 7 %, de 2007 à 2008. Dans le cadre de nos programmes des travaux, nous avons continué à faire des investissements favorisant l'exploitation sécuritaire et fiable de notre réseau de transport qui couvre l'Ontario. Les dépenses de ces programmes ont baissé de 8 millions de dollars comparativement à celles de l'exercice précédent, ce qui a résulté essentiellement de la réduction de celles liées à notre programme d'entretien prévu des postes, de besoins moins grands quant aux travaux d'entretien correctif imprévu, notamment celui de l'équipement d'alimentation, du recul des dépenses engagées pour les travaux forestiers et des recouvrements de coûts en rapport avec un règlement d'assurance. L'incidence de la baisse des dépenses a été atténuée par l'accroissement des travaux d'entretien correctif prévu des postes de transport, surtout de l'équipement d'alimentation, et d'entretien prévu des lignes ainsi que par l'incidence de la réaffectation des ressources aux fins du soutien d'un programme d'immobilisations plus imposant. En outre, les sommes consacrées au soutien du réseau de transport ont fléchi de 20 millions de dollars en 2008, ce qui a tenu compte de l'incidence d'un crédit sur règlement ponctuel lié au transfert d'actifs du régime de retraite au régime de retraite d'Inergi LP (« Inergi ») par suite de l'obtention, au premier trimestre, de l'approbation de la Commission des services financiers de l'Ontario.

Distribution

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration nécessaires au maintien de notre réseau de distribution à basse tension ont diminué de 18 millions de dollars, ou de 3 %, d'un exercice à l'autre. Par contre, les dépenses liées aux programmes des travaux ont augmenté de 3 millions de dollars, ce qui a découlé essentiellement des sommes qu'il a fallu engager en raison des dommages causés par des tempêtes et des appels de dépannage, et ce, surtout après les tempêtes qui, les unes après les autres, ont balayé la province en décembre, et de l'augmentation des dépenses pour les travaux forestiers. Ces facteurs ont été compensés en partie par une réduction des travaux prévus d'entretien des lignes et des dépenses du fait de la comptabilisation, au deuxième trimestre de 2007, de charges reportées et liées aux compteurs intelligents qui avaient été engagées en 2005 et 2006. Ces dépenses ont été comptabilisées par suite de la décision rendue par la CEO le 8 août 2007 concernant l'instance combinée sur les compteurs intelligents. De telles dépenses sont désormais comptabilisées à mesure qu'elles sont engagées. Quant à celles des programmes de CGD, elles ont également diminué après que nous ayons rempli les exigences en matière de dépenses des programmes de la CEO ayant trait à l'atteinte du taux de rendement ajusté au marché de troisième phase. À l'heure actuelle, c'est essentiellement l'OEO qui finance notre participation aux programmes de CGD. Ces programmes comprennent le *Programme d'incitation à l'amélioration énergétique*, le programme *Peaksaver* et le programme *À l'assaut des vieux frigos*. Les dépenses engagées pour ces travaux ont été compensées par une diminution de 21 millions de dollars des coûts des travaux de soutien en regard de ceux de 2007, ce qui a tenu compte de l'incidence du règlement lié au transfert d'actifs du régime de retraite à Inergi au premier trimestre de l'exercice 2008.

Amortissement

La charge d'amortissement a augmenté de 27 millions de dollars, ou de 5 %, pour s'établir à 548 millions de dollars dans l'exercice. Cette augmentation s'explique principalement par la charge d'amortissement accrue associée à la mise en service de nouveaux actifs conformément à notre programme continu d'immobilisations ainsi que par la hausse des coûts de mise hors service d'immobilisations conformément à nos projets d'investissement. L'incidence de ces augmentations a été partiellement contrebalancée par la fin, au premier trimestre, de l'amortissement d'un actif réglementaire afférent au compte de report lié à la distribution.

Charges de financement

Comparativement à celles de l'exercice précédent, les charges de financement ont diminué de 3 millions de dollars, ou de 1 %, et se sont établies à 292 millions de dollars. Cette réduction est attribuable à la hausse des intérêts capitalisés au titre des immobilisations en cours, ce qui reflète le volume plus élevé de celles-ci et des taux de capitalisation des intérêts supérieurs, à un crédit d'intérêts de 6 millions de dollars relatif au règlement lié au transfert d'actifs du régime de retraite à Inergi et à l'augmentation des intérêts créditeurs, ce qui témoigne de l'augmentation du montant moyen des placements. Ces baisses des charges de financement ont été atténuées par une hausse des intérêts débiteurs, ce qui rend aussi compte de l'augmentation du niveau moyen de la dette.

Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, nous effectuons à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « SFIEO ») des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés au même titre que si nous étions assujettis aux impôts fédéral et provincial des sociétés. En ce qui concerne nos entreprises réglementées, nous calculons la provision pour de tels paiements au moyen de la méthode des impôts exigibles alors que dans le cas de nos entreprises non réglementées, nous utilisons celle du report variable.

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés a reculé de 92 millions de dollars, ou de 45 %, et s'est ainsi chiffrée à 113 millions de dollars. Cette baisse d'un exercice à l'autre est essentiellement attribuable à la réduction du taux prévu par la loi, qui est passé de 36,12 % à 33,50 %, à l'incidence des écarts temporaires plus élevés découlant essentiellement de montants au titre du transport qui ont été payés mais non constatés aux fins comptables, soit le CRLP, et à l'augmentation de l'excédent de la déduction pour amortissement sur l'amortissement comptable.

Bénéfice net

Le bénéfice net, qui s'est établi à 498 millions de dollars, a dépassé de 99 millions de dollars, ou de 25 %, celui dégagé en 2007. Cette progression est surtout attribuable au recul des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés par suite de la réduction du taux d'imposition effectif et d'autres écarts temporaires nets. Le recul des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, y compris le règlement lié au transfert d'actifs du régime de retraite à notre fournisseur de services Inergi après que la Commission des services financiers de l'Ontario l'a approuvé au premier trimestre, a également accru notre bénéfice net. L'incidence de ces facteurs a été partiellement contrebalancée par le recul des produits tirés du transport découlant du fléchissement de la moyenne mensuelle de la demande de pointe et par l'accroissement de la charge d'amortissement.

Résultats d'exploitation trimestriels

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non vérifiée pour chacun des huit trimestres terminés du 31 mars 2007 au 31 décembre 2008. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés qui, de l'avis de notre direction, ont été dressés conformément aux états financiers consolidés annuels vérifiés et comprennent tous les ajustements, consistant uniquement en ajustements récurrents normaux, nécessaires pour donner une image fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation des périodes considérées. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures, et le lecteur ne doit pas s'y fier pour prédire notre rendement futur.

(en millions de dollars canadiens)				**2008**				2007
Trimestres terminés les	**31 déc.**[3]	**30 sept.**	**30 juin**	**31 mars**	31 déc.	30 sept.[2]	30 juin	31 mars
Total des produits[1]	**1 194**	**1 126**	**1 055**	**1 222**	1 129	1 128	1 120	1 278
Bénéfice net[1]	**131**	**112**	**98**	**157**	90	67	93	149
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire[1]	**126**	**108**	**93**	**153**	85	63	88	145

[1] La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits et notre bénéfice liés à l'électricité, tous les autres facteurs demeurant constants, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

[2] Aux termes de la décision rendue le 16 août 2007 par la CEO concernant la demande relative aux tarifs de transport de Hydro One Networks, décision qui est entrée en vigueur le 1er janvier 2007, les produits reflètent une baisse des besoins de produits calculés selon un taux de rendement approuvé de 8,35 %. Auparavant, ce taux était de 9,88 %. Les produits au troisième trimestre de 2007 reflètent une réduction de 38 millions de dollars des produits pour la période allant du 1er janvier 2007 au 16 août 2007 ainsi que la décision de la CEO d'abaisser le taux de rendement et de réviser la structure du capital de notre entreprise de transport.

[3] Aux termes de la décision rendue le 18 décembre 2008 par la CEO concernant la demande relative aux tarifs de distribution de Hydro One Networks, décision qui est entrée en vigueur le 1er mai 2008, les produits du quatrième trimestre de 2008 reflètent une hausse de 25 millions de dollars pour la période allant du 1er mai 2008 au 31 décembre 2008, ce qui témoigne de l'augmentation des besoins des programmes des travaux et des sommes consenties à l'infrastructure des immobilisations.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nos principales sources de liquidités et de financement sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement bancaire. Nous faisons appel à ces sources pour combler nos besoins de financement, ce qui continue d'inclure les dépenses en immobilisations, le service et le remboursement de notre dette, les paiements aux termes de nos conventions d'impartition, les activités d'investissement ainsi que les dividendes.

Sommaire des sources et des affectations de liquidités

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Activités d'exploitation	**1 055**	1 141
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme	**1 050**	700
Remboursement sur la dette à long terme	**(540)**	(355)
Billets à court terme à payer	**–**	(60)
Versements de dividendes	**(259)**	(325)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	**(1 284)**	(1 091)
Autres activités de financement et d'investissement	**6**	7
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**28**	17

Activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont fléchi de 86 millions de dollars en regard de ce qu'elles étaient en 2007 et se sont situées à 1 055 millions de dollars. Cette réduction a résulté du remboursement aux clients des montants constatés dans le CRLP, lequel avait été établi par suite de la décision sur les tarifs de transport rendue l'exercice précédent, ce qui a été compensé par la progression du bénéfice net. En outre, nos besoins en fonds de roulement ont augmenté, essentiellement à cause des hausses de nos programmes des travaux, ce qui a été contrebalancé en partie par l'accroissement de nos besoins d'achat d'électricité.

Activités de financement

Les liquidités à court terme originent des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et de notre programme de papier commercial, programme aux termes duquel nous sommes autorisés à émettre jusqu'à 1 000 millions de dollars de billets à court terme d'une durée inférieure à 365 jours. Au 31 décembre 2008, nous n'avions aucun billet en cours. Notre programme de papier commercial est soutenu par une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 000 millions de dollars qui a été obtenue auprès d'un consortium bancaire et qui échoit le 10 août 2010. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer nos besoins habituels en matière d'exploitation. Au 31 décembre 2008, l'encours de notre dette à long terme s'établissait à 6 125 millions de dollars, ce qui inclut la tranche échéant à moins de un an. Nos billets et nos débentures viennent à échéance entre 2009 et 2046. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de la dette, et ce, principalement grâce à notre programme de billets à moyen terme. Le montant en capital maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme jusqu'en juillet 2009 est de 2 500 millions de dollars, montant dont la tranche non encore émise était de 1 150 millions de dollars au 31 décembre 2008.

Agence de notation	Cote Dette à court terme	Cote Dette à long terme
DBRS Limited	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Service Inc.	Préférentiel-1	Aa3
S&P	A-1	A+

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. La convention de crédit relative à notre facilité de crédit de 1 000 millions de dollars ne comporte aucune clause de changement néfaste important qui pourrait entraîner un manquement. Cependant, la convention de crédit exige que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement néfaste important dans les trois jours ouvrables de sa survenance. La convention prévoit également que notre dette ne peut représenter plus de 75 % du total de la structure du capital et que les titres d'emprunt émis par nos filiales ne peuvent dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Nous nous conformons à toutes ces clauses restrictives et limites.

En 2008, nous avons émis 1 050 millions de dollars de titres d'emprunt à long terme dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme. Nous avons également remboursé une tranche de 540 millions de dollars sur la dette à long terme venue à échéance. Par comparaison, au cours de 2007, nous avions émis 700 millions de dollars de titres d'emprunt à long terme dans le cadre de ce programme et avions remboursé une tranche échue de 355 millions de dollars sur la dette à long terme. En 2008, le montant de nos billets à court terme est demeuré le même que dans l'exercice précédent alors qu'il avait fléchi de 60 millions de dollars en 2007. Malgré des perturbations continues sur les marchés financiers, nous avons été en mesure d'émettre 500 millions de dollars de titres d'emprunt à long terme en vertu de ce programme au cours du quatrième trimestre de 2008. Nous en avons émis 300 millions de dollars de plus durant le premier mois de 2009, ce qui fait qu'au 11 février 2009 nous pouvions encore émettre 850 millions de dollars de titres conformément à ce programme.

En 2008, nous avons versé à la province des dividendes de 259 millions de dollars, soit 241 millions de dollars de dividendes sur actions ordinaires et 18 millions de dollars de dividendes sur actions privilégiées. Au cours de l'exercice précédent, nous avions versé des dividendes sur actions ordinaires de 307 millions de dollars et des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars. En 2008, les dividendes en espèces par action ordinaire se sont situés à 2,410 $, comparativement à 3,070 $ en 2007. Quant aux dividendes en espèces par action privilégiée, ils se sont établis à 1,375 $ tant en 2008 qu'en 2007.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés à l'entière discrétion du conseil d'administration et sur recommandation de la direction en fonction des résultats d'exploitation, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme les pratiques au sein du secteur et les attentes de l'actionnaire. Les dividendes sur actions ordinaires liés aux résultats financiers d'un trimestre donné sont habituellement déclarés et versés dans le trimestre suivant.

Activités d'investissement

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement, soit essentiellement des dépenses en immobilisations qui ont été engagées pour améliorer et renforcer notre infrastructure de transport et de distribution dans l'intérêt du public, se sont établies comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007	Variation en $	Variation en %
Transport	**704**	560	144	26
Distribution	**570**	511	59	12
Divers	**10**	20	(10)	(50)
	1 284	1 091	193	18

Transport

Les dépenses en immobilisations liées au transport ont, comparativement à celles de 2007, augmenté de 144 millions de dollars en 2008, pour s'établir à 704 millions de dollars. Les dépenses visant à agrandir et à consolider le réseau de transport se sont chiffrées à 302 millions de dollars, soit 32 millions de dollars de plus que l'exercice précédent. Cette hausse a découlé de plusieurs grands projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux destinés à accroître la production et de projets d'approvisionnement local afin de combler une augmentation de la charge, ce qui a été quelque peu contrebalancé par les projets visant la charge ou la production qui avaient été parachevés en totalité ou en quasi-totalité l'exercice précédent. Les projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux qui ont

exigé des dépenses importantes en 2008 ont compris celui du renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton aux fins du raccordement de nouvelles sources de production d'énergie éolienne et d'énergie nucléaire réaménagées dans la région Huron-Grey-Bruce, le projet de batteries de condensateurs dans le sud-ouest de l'Ontario, lequel augmentera la capacité de transport dans la région Bruce afin de pouvoir acheminer la production supplémentaire de la centrale nucléaire Bruce « A » et la production d'énergie éolienne ainsi que le raccordement du poste de transformation Cherrywood au poste Claireville. Ces hausses ont été contrebalancées en partie par la réalisation en quasi-totalité, dans les premiers mois de 2008, de l'étape de construction d'un projet d'interconnexion avec le Québec, lequel donnera un meilleur accès à de l'énergie hydroélectrique propre.

Les projets d'approvisionnement local qui ont exigé des dépenses importantes en 2008 ont compris le raccordement des postes de transformation Essa et Stayner, ce qui améliorera la taille du réseau et la fiabilité de l'approvisionnement de la région du sud de la baie Georgienne compte tenu des besoins croissants de nos clients et notre projet de renforcement du réseau de transport de l'ouest de la région du Grand Toronto, lequel accroîtra la capacité dans cette région afin d'y garantir la fiabilité de l'approvisionnement. Ces hausses ont été contrebalancées par l'achèvement du projet de câbles souterrains dans le centre-ville de Toronto en 2007 et la réalisation, en quasi-totalité, du projet au poste de transformation Cambridge Preston. L'achèvement de notre projet de renforcement à Niagara continue d'être retardé par un conflit relatif à des terres autochtones dans la région de Caledonia. Les pourparlers se poursuivent entre les peuples autochtones concernés et diverses entités gouvernementales et nous prévoyons mener ce projet à terme dès que nous aurons accès au site.

Plusieurs grands projets de raccordement de la charge et de la production de clients avaient été menés à terme ou avaient presque été terminés en 2007, ce qui a permis de réduire les dépenses d'un exercice à l'autre. Les travaux à nos postes de transformation Whitby et London Talbot ont été achevés en quasi-totalité au cours de l'exercice précédent. La baisse des dépenses engagées pour ces projets de raccordement de la charge a été contrebalancée en partie par l'augmentation de celles consenties aux postes de transformation Holland et Kingston Gardiner ainsi qu'aux travaux continus au poste Pleasant. Les sommes consacrées aux projets de raccordement de la production générée par des clients ont été nettement inférieures à celles de l'exercice précédent en raison de la réduction des dépenses au poste de transformation Lambton, projet qui devrait être achevé au début du prochain exercice.

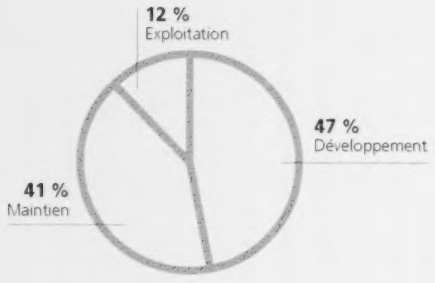
Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de transport se sont établies à 268 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 46 millions de dollars en regard de 2007. Cette augmentation est liée principalement aux sommes investies dans le cadre de notre programme d'achat de transformateurs de rechange et aux fins de la remise en état et du remplacement de matériel parvenu à la fin de sa durée de vie à notre poste de transformation Claireville dans le but d'améliorer la fiabilité et de répondre à la demande croissante. Nos autres dépenses en immobilisations liées au transport se sont élevées à 134 millions de dollars en 2008, ce qui représente 66 millions de dollars de plus que dans l'exercice précédent. Cette hausse a résulté de l'accroissement des dépenses à l'égard des technologies de l'information dans le cadre principalement d'un projet de mise à niveau mené à l'échelle de l'entreprise et visant à remplacer les systèmes d'information parvenus à la fin de leur durée de vie et à accroître la productivité, projet dont la première phase est terminée. De plus, nous avons engagé des dépenses plus élevées afin de resserrer la sécurité de l'information de notre centre de contrôle du réseau de l'Ontario et d'empêcher les vols de cuivre.

Distribution

Les dépenses en immobilisations liées à la distribution ont augmenté de 59 millions de dollars entre 2007 et 2008 et se sont chiffrées à 570 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations visant à agrandir et à renforcer notre réseau de distribution se sont établies à 269 millions de dollars, soit 24 millions de dollars de plus que dans l'exercice précédent. Ces augmentations reflètent principalement

Dépenses en immobilisations de 2008
Transport

Dépenses en immobilisations de 2008
Distribution



des investissements continus dans notre programme d'installation de compteurs intelligents. Nous avons également mis en place des projets pilotes pour promouvoir l'aménagement d'un réseau intelligent qui transformerait notre réseau de distribution. Dans l'exercice à l'étude, nous avons installé environ 496 000 compteurs, ce qui a porté à quelque 784 000 le nombre total de ceux installés dans le cadre de ce programme. L'incidence de ces hausses a été en partie contrebalancée par une baisse des dépenses à l'égard des branchements de nouveaux abonnés de Hydro One Brampton.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de distribution se sont établies à 231 millions de dollars, ce qui représente 27 millions de dollars de plus qu'en 2007. Cette hausse a découlé essentiellement d'une augmentation des dépenses de réparation par suite de tempêtes ainsi que d'investissements dans le matériel de travaux et de transport ainsi que de la montée des coûts associés à la relocalisation de lignes et aux travaux d'ingénierie et de construction dans nos postes. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la réduction des remplacements imprévus d'équipement, ce qui a résulté d'investissements continus dans nos actifs. Nos autres dépenses en immobilisations liées à la distribution se sont établies à 70 millions de dollars en 2008, pour une hausse de 8 millions de dollars depuis l'exercice précédent. Cette hausse reflète les sommes consacrées à notre projet de mise à niveau du système informatique à l'échelle de l'entreprise, projet qui vise à remplacer les systèmes qui en sont à la fin de leur durée de vie utile et à rehausser la productivité et dont nous avons entrepris la deuxième phase.

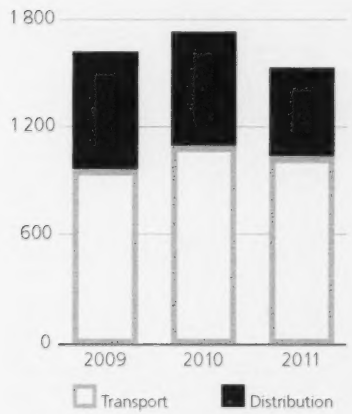
Divers

Les diverses dépenses en immobilisations effectuées en vue d'améliorer notre infrastructure de télécommunication ont diminué de 10 millions de dollars pour s'établir à 10 millions de dollars en 2008. Cette réduction est surtout attribuable à la baisse des dépenses requises pour parachever un réseau spécialisé, réseau qu'il nous fallait terminer afin de respecter nos ententes contractuelles et procurer une connectivité sécuritaire et de grande capacité à de nombreux établissements de soins de santé en Ontario.

Dépenses en immobilisations futures

Notre budget global de dépenses en immobilisations de 2009 est d'environ 1,6 milliard de dollars. Les budgets d'investissement de 2009 de nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement d'environ 950 millions de dollars et 650 millions de dollars. Comme l'indique le graphique ci-contre, les dépenses en immobilisations devraient dépasser 1,7 milliard de dollars en 2010 et 1,5 milliard de dollars en 2011, ce qui reflète essentiellement les investissements nécessaires pour agrandir, remettre en état ou remplacer l'infrastructure de transport, conformément à la politique du gouvernement, à l'information de planification de l'OEO, incluant le PREI, aux besoins d'approvisionnement local ainsi qu'à la nécessité d'effectuer un entretien préventif et correctif afin de gérer des actifs vieillissants. Ces investissements favoriseront un approvisionnement suffisant et fiable en électricité, ce qui servira l'intérêt public. Ces niveaux d'investissement reflètent aussi le déploiement continu et à grande échelle de compteurs intelligents que nos entreprises de distribution ont amorcé en 2007 et qu'elles termineront d'ici la fin de 2010. Le remplacement de systèmes de technologie de l'information critiques est aussi en cours. Le budget des dépenses en immobilisations de notre secteur Divers a été fixé à environ 7 millions de dollars en 2009, ce qui englobe le maintien du réseau à fibres optiques.

Dépenses en immobilisations futures
(en millions de dollars CA)



Transport

Les dépenses en immobilisations engagées pour le réseau de transport devraient être importantes de 2009 à 2011 et ainsi atteindre environ 3 milliards de dollars. Notre programme d'investissement répondra aux besoins engendrés par l'évolution du profil de production de la province et favorisera l'accroissement de la production et de la charge dans toutes les régions de l'Ontario. Le programme de transport continuera aussi d'être axé sur le maintien du rendement des actifs vieillissants grâce à des programmes d'entretien et de remise en état ainsi que sur le remplacement des actifs arrivés à la fin de leur vie utile.

Parmi les investissements dans le réseau de transport qu'exigeront la nouvelle capacité de production et l'augmentation de celle existante, citons les projets visant à raccorder des sources réaménagées d'énergie nucléaire et de nouvelles sources d'énergie éolienne dans la région Huron-Grey-Bruce, ce qui englobe notre projet de renforcement du réseau de transport entre Bruce et Milton et l'installation d'équipement de soutien de la tension dans des postes existants. Ce projet est prévu dans le PREI et la CEO a approuvé la ligne de 500 kV et les demandes d'approbation requises en vertu de la *Loi sur les évaluations environnementales* ont été déposées. Les autres projets visant à augmenter la capacité de transport comprennent l'installation d'équipement de soutien de la tension dans des postes

existants situés dans le nord-est de l'Ontario et une nouvelle station de compensation en série entre Sudbury et Barrie. Ce matériel contribuera au désengorgement du réseau et à l'acheminement de la nouvelle production d'électricité de la rivière Mattagami. Le projet de raccordement du poste de transport de Cherrywood au poste de transport de Claireville améliorera la fiabilité, donnera accès à l'énergie hydroélectrique sans émission d'Hydro-Québec lorsque l'interconnexion entre l'Ontario et le Québec sera mise en service au début de 2009 et permettra une utilisation efficiente du nouveau poste de production Portland à l'est du centre-ville de Toronto.

Les autres projets prévus dans le programme d'investissement lié au transport comprennent le renforcement du réseau afin d'améliorer l'approvisionnement local dans la région du Grand Toronto, ce qui inclut les quartiers intermédiaires de Toronto, le sud de la Baie Georgienne, Woodstock et Windsor.

Pour ce qui est du raccordement de la charge locale, nous continuons de traiter de façon proactive les besoins en approvisionnement de notre clientèle de sorte à pouvoir faire face à l'augmentation de la charge. Dans le cas des projets qui s'imposent pour assurer un approvisionnement fiable en électricité aux collectivités, la participation et le soutien des EDL concernées aux fins d'études de planification conjointes et tout au long du processus de consultation et d'approbation demeurent essentiels. De nouveaux postes de transformation qui serviront les comtés d'Essex et de Simcoe et l'agrandissement des postes de transformation de Brampton, Kingston, de la région de York, Mississauga, Hamilton, Woodstock et Red Lake comptent parmi les projets qui sont envisagés afin de combler les besoins grandissants de notre clientèle. Quant aux besoins à venir en matière de raccordement de la charge locale, nous avons amorcé des pourparlers avec des clients afin de réaliser d'importants travaux d'agrandissement du réseau de transport ou de construire de nouveaux postes de transformation et, au besoin, de procéder à des raccordements de lignes dans des villes comme Mississauga, Oshawa et Brampton. Des investissements ciblés sur la performance au point de livraison à la clientèle, la qualité de l'électricité et nos réseaux de 115 kV et de 230 kV devraient accroître la fiabilité de nos services.

Le plan d'investissement comprend en outre des dépenses accrues en vue du remplacement et de la remise en état de notre infrastructure de transport vieillissante afin d'assurer un approvisionnement fiable et continu en électricité aux clients de toute la province. Il est nécessaire d'effectuer ces investissements pour pouvoir continuer d'atteindre tous les objectifs établis en matière de réglementation, de conformité, de sécurité et de protection de l'environnement.

Le calendrier de bon nombre de projets de développement est incertain parce qu'ils dépendent de l'obtention de diverses approbations ainsi que des négociations et des consultations auprès de la clientèle, des services publics de la région et d'autres intéressés. Nous n'engagerons aucune dépense en immobilisations importante sans avoir l'assurance raisonnable de la recouvrer par le biais de nos tarifs.

Distribution

Les dépenses en immobilisations de la période allant de 2009 à 2011 sont estimées à environ 1,8 milliard de dollars, ce qui comprend celles du programme d'installation de compteurs intelligents et des principaux programmes de développement et de maintien. Comptant quelque 1,3 million de clients dans notre territoire de service, nous avons installé plus de 780 000 compteurs intelligents et prévoyons en installer 550 000 autres dans le cadre de notre programme. En 2009, le déploiement de compteurs intelligents devrait être quasi-achevé et nous prévoyons avoir couvert les deux tiers du réseau provincial. Étant donné que la SIERE a récemment publié les données techniques à l'égard du centre de stockage des données des compteurs, nous pouvons maintenant nous consacrer à l'intégration de notre réseau de compteurs intelligents au centre de stockage provincial des données des compteurs, en concevant et en testant les interfaces visant à faire concorder les comptes des clients et les données des compteurs. Conformément à une politique gouvernementale, tous les foyers et petites entreprises devront prévoir l'installation d'un compteur intelligent en état de marche d'ici la fin de 2010. Le déploiement de compteurs intelligents contribuera à créer un réseau intelligent pouvant constituer une infrastructure de communication qui permettra de nouvelles tâches et applications savantes dans l'ensemble du réseau, ce qui facilitera le raccordement d'une énergie propre et renouvelable. Des projets pilotes sont actuellement en cours et la mise sur pied de l'ensemble du réseau intelligent sera envisagée lorsque ses avantages auront été confirmés.

Nos travaux viseront avant tout à maintenir la performance de nos actifs de distribution vieillissants afin d'améliorer la fiabilité du réseau. De plus, nous continuerons de nous attaquer aux questions relevant de la demande de nouveaux raccordements de la charge, des appels de dépannage, des travaux de réparation après des tempêtes et du renforcement de la capacité du réseau. En raison des initiatives visant à promouvoir les technologies d'énergie renouvelable, les travaux de raccordement au réseau de distribution s'intensifient. Des études d'impact de projets de raccordement sont en cours afin d'en établir la faisabilité. Selon les règles de la CEO, le producteur doit payer des frais de raccordement autres que ceux résultant de mises à niveau du réseau de distribution qui profitent également aux autres clients. Le plan permet dans certaines circonstances le perfectionnement du réseau en amont afin de répondre aux besoins que crée l'augmentation des nouveaux raccordements. La CEO est actuellement en voie d'examiner ses règlements sur les responsabilités au chapitre des frais de raccordement. Toute modification de ces règlements pourrait faire en sorte que nous ayons à acquitter une partie

plus importante de tels frais. Nous ne prendrons aucun engagement à l'égard de projets visant à favoriser la génération distribuée tant que nous n'aurons pas la certitude de pouvoir en recouvrer les coûts.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Le tableau suivant présente un sommaire de notre dette et de nos autres obligations contractuelles importantes ainsi que d'autres engagements commerciaux importants :

Au 31 décembre 2008 (en millions de dollars canadiens)	Total	2009	2010–2011	2012–2013	Après 2013
Obligations contractuelles *(échéances annuelles)* :					
Dette à long terme – remboursements de capital	6 125	400	1 000	1 000	3 725
Dette à long terme – paiements d'intérêts	5 177	338	608	508	3 723
Convention d'impartition d'Inergi[1]	300	100	184	16	–
Engagements découlant de contrats de location-exploitation	62	7	11	12	32
Total des obligations contractuelles[5]	11 664	845	1 803	1 536	7 480
Autres engagements commerciaux *(par année d'échéance)* :					
Ligne de crédit bancaire[2]	1 000	–	1 000	–	–
Lettres de crédit[3]	111	111	–	–	–
Garanties[3]	325	325	–	–	–
Régime de retraite[4]	112	103	9	–	–
Total des autres engagements commerciaux	1 548	539	1 009	–	–

[1] Le 1er mars 2002, Inergi a commencé à nous fournir divers services pour une période de dix ans, notamment des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle, à la chaîne d'approvisionnement, aux finances et aux ressources humaines. Le contrat expire le 29 février 2012. Compte tenu de la complexité des questions en cause, nous avons commencé à élaborer un plan d'action à mettre en œuvre à l'échéance du contrat.

[2] Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 1 000 millions de dollars auprès d'un syndicat bancaire, laquelle arrive à échéance en août 2010.

[3] Nous avons des lettres de crédit bancaires dont l'encours s'élève actuellement à 107 millions de dollars relativement à des conventions de retraite. La tranche restante de 4 millions de dollars incluse dans les lettres de crédit a trait à des lettres de crédit d'exploitation et à des cautionnements. Nous avons aussi offert du soutien de prudence à la SIERE au nom de nos filiales, comme l'exigent ses règles du marché, au moyen de garanties de société mère, jusqu'à concurrence de 325 millions de dollars. Bien qu'aucune lettre de crédit ne soit requise aux fins du soutien de prudence, des lettres de crédit bancaires devront être à nouveau émises advenant une détérioration de notre cote de solvabilité en deçà de la catégorie « Aa ». En janvier 2009, nous avons émis une autre lettre de crédit, celle-ci d'un montant de 10 millions de dollars, en rapport avec un contrat d'achat de biens.

[4] Les cotisations à la caisse de retraite sont versées avec un décalage de un mois. Les cotisations de 2009 sont fondées sur une évaluation actuarielle déposée en septembre 2007 et ayant le 31 décembre 2006 comme date de calcul. Nos cotisations annuelles au régime de retraite en 2009 seront d'environ 103 millions de dollars. Les cotisations qui seront versées après 2009 seront fondées sur une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2009 au plus tard et dépendront des rendements futurs des placements, des variations des prestations ou des hypothèses actuarielles. Les cotisations à verser après 2009 ne peuvent faire l'objet d'une estimation en ce moment.

[5] De plus, la société a conclu diverses ententes portant sur l'achat de biens ou de services à l'appui de nos programmes de travaux, lesquelles sont exécutoires et lient les parties. Aucune de ces ententes n'est considérée comme importante et la plupart d'entre elles donneront lieu à des paiements par la société d'ici le 31 décembre 2009.

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus au poste « Dette à long terme – remboursements de capital » ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans notre bilan et dans notre état des flux de trésorerie. Les intérêts associés à cette dette sont comptabilisés dans les charges de financement dans notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations. Les paiements aux termes des contrats de location-exploitation et de notre convention d'impartition avec Inergi sont constatés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration à notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés sont principalement composées des produits tirés du transport reçus de la SIERE et des paiements pour achats d'électricité versés à celle-ci, qui est un apparenté du fait de son statut d'organisme de notre actionnaire, la province. Les variations de ces montants d'un exercice à l'autre sont plus amplement décrites dans l'analyse de nos produits tirés du transport et de nos coûts d'achat d'électricité. Les autres opérations importantes entre apparentés comprennent le versement de dividendes à la province et nos paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés qui ont été payés ou qui sont à payer à la SFIEO.

ANALYSE DU CONTEXTE ÉCONOMIQUE ACTUEL

Incidence de la charge sur les produits

Le ralentissement économique que nous connaissons actuellement réduira la consommation globale d'électricité, surtout celle de notre clientèle industrielle. Ce segment est celui qui est le plus sensible aux changements d'ordre économique, mais aussi celui qui représente le pourcentage le plus faible de la charge, soit 24 %. La baisse de consommation d'électricité chez nos clients industriels réduira nos produits, mais son incidence globale sera atténuée par nos clients commerciaux et résidentiels qui, eux, représentent des pourcentages plus importants de notre charge, soit 43 % et 33 %, respectivement. La faible élasticité de la demande du secteur commercial et celle quelque peu supérieure du secteur résidentiel créeront de fait un seuil de consommation et limiteront l'incidence de la charge sur le total des produits. En moyenne, une contraction de 1 % du produit intérieur brut (« PIB ») devrait entraîner une réduction de la charge d'à peine 0,3 % à court terme.

Incidence des taux d'intérêt

Les variations des taux d'intérêt influeront sur le calcul des besoins de produits que nous présentons à la CEO. Le rendement des capitaux propres est le premier élément touché par les taux d'intérêt. La formule d'ajustement approuvée par la CEO aux fins du calcul du rendement des capitaux propres augmentera ou réduira d'un pourcentage représentant 75 % de la variation du rendement prévu à long terme des obligations du Canada, selon un taux sans risque de 5,50 %. Nous estimons qu'une diminution de 1 % du rendement prévisionnel à long terme des obligations du Canada utilisé aux fins de la formule de la CEO servant à calculer notre taux de rendement des capitaux propres réduirait les résultats d'exploitation de notre entreprise de transport d'environ 21 millions de dollars et ceux de notre entreprise de distribution de quelque 13 millions de dollars. Le deuxième élément de nos besoins de produits qui est touché par les taux d'intérêt est le rendement de nos titres d'emprunt. Tout écart entre les taux d'intérêt réels des nouvelles émissions de tels titres et ceux approuvés aux fins du rendement par la CEO influerait sur nos résultats d'exploitation.

Coûts des intrants et établissements des prix des biens

Pour réaliser nos programmes de travaux continus, nous devons nous procurer des matières, des fournitures ainsi que des services. Pour gérer nos coûts, nous concluons régulièrement des conventions de sécurité d'approvisionnement, des ententes visant des matières essentielles et des services ainsi que des contrats cadres, nous forgeons des alliances avec des fournisseurs et nous gérons nous-mêmes nos stocks d'articles courants. De telles ententes couvrent des périodes précises et sont surveillées de près. Lorsque cela est à notre avantage, nous tissons des liens contractuels à long terme avec des fournisseurs afin d'optimiser le coût des produits et services et d'assurer la disponibilité et l'approvisionnement en temps opportun des denrées essentielles. Compte tenu de nos mesures stratégiques en matière d'achat, nous ne prévoyons pas que la conjoncture économique actuelle nuira à nos entreprises pour ce qui est du caractère adéquat et du calendrier d'approvisionnement ainsi que du risque de crédit que posent nos contreparties. De plus, bien que nous ayons besoin d'acier et de cuivre aux fins de nos activités commerciales, nous n'avons eu à faire face à aucune hausse du prix de ces matières supérieure aux majorations habituelles.

Financement par emprunt

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation, après le versement des dividendes prévus, ne nous permettront pas de rembourser notre dette existante, de financer nos dépenses en immobilisations ou de nous acquitter de nos autres obligations (voir la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque – Risque lié au financement par emprunt »). Nous avons besoin des fonds d'emprunt que nous procurent nos programmes de billets à moyen terme et de papier commercial pour rembourser notre dette et financer nos dépenses en immobilisations. Notre programme de papier commercial est soutenu par une ligne de crédit bancaire consortiale de 1 milliard de dollars. Malgré les perturbations des marchés du crédit et la conjoncture économique, nos programmes de billets à moyen terme et de papier commercial nous ont permis à ce jour d'obtenir à un coût raisonnable sur le marché canadien de la dette suffisamment de fonds pour combler ces besoins.

Régime de retraite

En 2008, l'actif au titre des prestations constituées incrit à notre bilan a augmenté de 61 millions de dollars pour s'établir à 441 millions de dollars. Nous avons versé des cotisations de 101 millions de dollars au régime de ratraite en 2008 et avons engagé des coûts nets au titre des prestations de 40 millions de dollars. À des fins comptables, un exécédent de capitalisation de 23 millions de dollars en 2007 a été modifié de 194 millions de dollars, ce qui a donné lieu à une obligation de retraite non capitalisée de 171 millions de dollars. Le régime a enregistré un rendement négatif d'environ 22,50 % au cours de l'exercice. Toutefois, le régime a également été touché par une réduction de l'obligation au titre des prestations constituées du fait de la hausse du taux d'actualisation utilisé aux fins de la comptabilité, et par une baisse du taux d'inflation implicite (voir la rubrique « Estimations comptables critiques – Avantages sociaux futurs »).

Si, en 2009, notre régime de retraite enregistre encore des rendements négatifs, s'il ne parvient pas à combler une partie importante des pertes subies en 2008 ou si le taux d'actualisation diminue fortement d'ici la fin de 2009, la situation de capitalisation déficitaire du

régime pourrait exiger une hausse substantielle des cotisations qu'il nous faudra verser après 2009. Si nos cotisations sont nettement plus élevées, nous tenterons de les recouvrer auprès de la CEO (voir la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque – Risque lié au régime de retraite »).

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Nous avons instauré un programme de gestion des risques d'entreprise qui vise à équilibrer les risques commerciaux et le rendement. Une méthode à l'échelle de la société permet de gérer les risques financiers et stratégiques ainsi que les risques liés à l'exploitation et à la réglementation et de les harmoniser à nos objectifs d'affaires stratégiques.

Bien que nous croyions que la gestion du risque incombe à tous les employés, le comité de vérification et des finances de notre conseil d'administration examine annuellement la tolérance au risque de notre société, son profil de risque et l'état du cadre de contrôle interne. C'est à notre présidente et chef de la direction que revient la responsabilité finale de la gestion des risques. Notre équipe de direction, laquelle relève directement de la présidente et chef de la direction, surveille les risques auxquels la société est exposée. Notre chef du risque est chargé de surveiller et d'examiner régulièrement notre profil de risque et nos pratiques, et notre première vice-présidente et chef des finances, d'assurer que le programme de gestion des risques fait partie intégrante de notre stratégie, de notre planification et de nos objectifs. Toutes nos filiales, de même que les principales fonctions spécialisées et les principaux services locaux, doivent procéder à une évaluation officielle des risques et élaborer une stratégie d'atténuation des risques.

Notre chef du risque fournit son soutien au comité de vérification et des finances, à la présidente et chef de la direction et à la première vice-présidente et chef des finances. Il s'assure notamment de la coordination des politiques et des programmes sur les risques, de l'établissement de seuils de tolérance au risque ainsi que de la préparation des évaluations du risque et des profils de risque, et il aide les cadres hiérarchiques et fonctionnels à s'acquitter de leurs responsabilités. Il incombe au personnel de la vérification interne d'effectuer des examens indépendants de l'efficacité des politiques, des procédés et systèmes de gestion des risques.

Propriété de la province

La province détient la totalité de nos actions en circulation. Par conséquent, elle a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration et d'en nommer le président, et peut donc influer directement sur nos principales décisions d'affaires et d'entreprise. En 2008, nous avons conclu avec la province une entente de principe relativement à certains aspects de la gouvernance de notre société. En septembre 2008 et en vertu de cette entente, la province a produit une déclaration retirant certains pouvoirs aux administrateurs de la société en matière de délocalisation d'emplois aux termes de la convention d'impartition conclue avec Inergi. La province pourrait produire d'autres déclarations semblables dans l'avenir et certaines d'entre elles pourraient nuire à nos activités.

Des conflits d'intérêts peuvent survenir en raison de l'obligation qu'a la province d'agir dans le meilleur intérêt des résidents de l'Ontario à l'égard d'un grand nombre de questions, y compris la réglementation de l'industrie de l'électricité et des questions environnementales, toute cession ou opération future par la province relativement à sa participation dans notre entreprise, la propriété de la province d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG ») et le calcul du montant des dividendes ou des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés. Nous pourrions être dans l'incapacité de résoudre tout conflit potentiel avec la province selon des modalités que nous jugerions satisfaisantes.

Risque lié aux projets de transport

D'importants investissements ont été faits pour accroître la capacité de transport et permettre la livraison fiable d'électricité à partir de sources de production existantes et de sources futures aux consommateurs ontariens. Dans bien des cas, ces investissements dépendent de l'obtention d'une ou plusieurs approbations. Il peut s'agir d'approbations concernant la construction en vertu de l'article 92 de la loi qui régit la CEO ou d'approbations d'expropriation ou environnementales, ou encore de consultations appropriées et même, le cas échéant, d'accommodements avec les Premières nations et les Métis qui peuvent être touchés par un projet donné. L'opposition du public peut également restreindre notre capacité d'effectuer ces investissements. Notre incapacité à les réaliser pourrait nuire à la fiabilité de notre réseau de transport et à la qualité de notre service.

Risque lié aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre

Environ 40 % de nos employés auront droit à leur pleine pension d'ici le 1er février 2014. Nous prévoyons que le marché de la main-d'œuvre qualifiée pour notre secteur d'activité sera très concurrentiel dans les années à venir. Par conséquent, nous devons continuer de promouvoir nos programmes de formation et d'apprentissage et nos plans de relève pour nous assurer de combler nos besoins futurs en personnel opérationnel. Notre incapacité à recruter et à fidéliser du personnel compétent pourrait avoir une incidence négative sur nos activités.

État des actifs

Nous vérifions continuellement l'état de nos actifs et effectuons leur entretien, leur remise en état ou leur remplacement afin de nous assurer de leur bon fonctionnement et de garantir la constance de la qualité du service. Nos programmes de dépenses en immobilisations et d'entretien ont été ajustés à la hausse afin d'assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants. La mise en œuvre de ces programmes dépend de facteurs externes, dont certaines occasions de mise hors service de ces équipements en vue de travaux de construction et d'entretien en raison des priorités de nos clients et des producteurs ainsi que l'augmentation des délais d'approvisionnement en matières et équipement à cause d'une demande accrue et de la capacité restreinte des fournisseurs. Si nous ne pouvons réaliser ces programmes en temps opportun et de la meilleure façon qui soit, le rendement du matériel fléchira, ce qui risque d'avoir une incidence sur la fiabilité du transport.

Risque lié à la réglementation

Nous sommes assujettis au risque lié à la réglementation, y compris l'approbation par la CEO des tarifs pour nos activités de transport et de distribution offrant une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts estimatifs de la prestation du service en temps opportun et de réaliser les taux de rendement approuvés.

La CEO approuve nos tarifs de transport et de distribution d'après les niveaux projetés de charge et de consommation d'électricité. Si la charge ou la consommation réelle se révélait inférieure aux niveaux projetés, notre taux de rendement pour l'une ou l'autre de ces entreprises, ou les deux, pourrait s'en ressentir. De plus, nos besoins en matière de produits pour ces entreprises sont fondés sur des hypothèses de coûts qui pourraient ne pas se concrétiser. Rien ne garantit que la CEO autorisera des hausses tarifaires suffisantes pour neutraliser l'incidence financière défavorable de changements non prévus de la demande d'électricité ou de nos coûts.

Notre charge pourrait aussi subir l'incidence négative des programmes de CGD. Les exigences actuelles de ces programmes prévoient une réduction de 5 % de la demande de pointe d'électricité prévue en Ontario d'ici 2010. Ces prévisions sont prises en compte dans nos besoins en matière de produits en vue de leur approbation par la CEO afin de nous assurer que les mesures de CGD visées n'entraînent pas une baisse de nos produits. Nous courons le risque que nos produits diminuent si ces cibles sont dépassées. La CEO a reconnu le besoin de compenser les services publics pour toute perte de produits découlant de ces programmes, mais l'approche, l'ampleur et l'échéancier d'un tel mécanisme de compensation n'ont pas encore été établis. Nous sommes aussi assujettis au risque de perte de produits en raison d'autres facteurs.

À titre de transporteur, nous prévoyons effectuer, au cours des prochaines années, un investissement important dans des projets d'infrastructure de transport de grande envergure et procéder au raccordement de la charge et des actifs de production d'autres tiers. En outre, il est toujours possible que nous devions engager des dépenses en immobilisations imprévues pour entretenir ou améliorer nos actifs. Il existe également un risque que la CEO ne nous permette pas de recouvrer la totalité de ces investissements. Dans la mesure du possible, nous nous efforçons d'atténuer ce risque en demandant à l'organisme de réglementation des directives claires sur le partage des coûts ainsi que l'approbation préalable de nos dépenses en immobilisations.

La province a adopté des règlements autorisant nos filiales, à titre de distributeurs, à installer des compteurs intelligents. Nos filiales Hydro One Networks et Hydro One Brampton peuvent actuellement recouvrer par mois et par abonné, et ce, à même leurs tarifs, respectivement, 93 cents et 67 cents de leurs coûts. Même si nous prévoyons que toutes ces dépenses seront entièrement recouvrables après examen par la CEO, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait entraîner une dépréciation des actifs et des imputations à nos résultats d'exploitation.

Risque de marché et de crédit

Le risque de marché s'entend essentiellement du risque de perte résultant des variations des prix, des taux de change et des taux d'intérêt. Nous ne sommes pas exposés au risque de prix. Nous sommes assujettis au risque de change puisque, dans le cadre de nos programmes et projets d'investissement, nous concluons des contrats d'achat de matières et de matériel que nous réglons en devises. Ce risque de change est négligeable. Cependant, il se peut que nous émettions des titres d'emprunt libellés en devises dans l'avenir, titres que nous devrions couvrir en dollars canadiens conformément à notre politique de gestion des risques. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt puisque notre taux de rendement réglementé est établi à l'aide d'une formule fondée en partie sur les prévisions de rendement des obligations à long terme du Canada. Nous estimons qu'une diminution de 1 % du rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada qui est utilisé pour établir notre taux de rendement réduirait les résultats d'exploitation de nos entreprises de transport d'environ 21 millions de dollars et ceux de nos entreprises de distribution d'environ 13 millions de dollars.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit car il est possible qu'une contrepartie ne respecte pas ses

engagements. Nous surveillons et tentons de minimiser le risque de crédit en recourant à différentes techniques, y compris traiter avec des contreparties qui jouissent d'une cote de solvabilité élevée, limiter le degré d'exposition totale à des contreparties individuelles, conclure des ententes cadres permettant un règlement au net et surveiller la situation financière de nos contreparties. Nous ne négocions pas de dérivés dans le secteur de l'énergie. Cependant, nous avons de temps à autre des swaps de taux d'intérêt en cours. À l'heure actuelle, il n'existe aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. Nous devons fournir de l'électricité pour le compte de détaillants concurrents et d'EDL intégrées aux fins de sa revente à leurs clients. Les concentrations du risque de crédit en résultant sont atténuées grâce à divers accords de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont intégrés à nos contrats de services avec ces détaillants conformément au code des règlements de détail de la CEO.

Risque lié au financement par emprunt

Nous prévoyons emprunter pour rembourser notre dette existante et financer une partie de nos dépenses en immobilisations. Un montant élevé de notre dette actuelle viendra à échéance de 2009 à 2012, dont 400 millions de dollars en 2009 et 600 millions de dollars en 2010. Nous prévoyons en outre engager des dépenses en immobilisations d'environ 1,6 milliard de dollars en 2009, et les dépenses en immobilisations devraient dépasser 1,7 milliard de dollars en 2010. Les flux de trésorerie d'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisants pour financer le remboursement de notre dette existante et nos dépenses en immobilisations. Notre capacité à obtenir un financement par emprunt suffisant et à un coût raisonnable pourrait subir l'incidence négative de nombreux facteurs, y compris le cadre réglementaire en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, les conditions du marché, les cotes attribuées à nos titres d'emprunt par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Notre incapacité à emprunter des montants importants selon des modalités satisfaisantes pourrait entraver notre capacité à rembourser la dette arrivant à échéance, à financer des dépenses en immobilisations et à respecter d'autres obligations et engagements et, par conséquent, pourrait avoir une incidence négative sur nos activités.

Risque lié au régime de retraite

Nous offrons un régime de retraite enregistré à prestations déterminées à la majorité de nos salariés. Les cotisations versées sont fondées sur des évaluations actuarielles qui sont déposées auprès de la Commissions des services financiers de l'Ontario tous les trois ans. L'évaluation la plus récente établie en date du 31 décembre 2006 a été déposée en septembre 2007. La prochaine évaluation devra être faite en date du 31 décembre 2009. Les cotisations qui seront versées après 2009 seront fondées sur l'évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2009 et dépendront des rendements futurs des placements, des variations des prestations ou des hypothèses actuarielles. En raison des incertitudes économiques et de la volatilité des marchés financiers, notre régime de retraite a enregistré des rendements négatifs d'nviron 22,5 % en 2008. Si, en 2009, il en enregistre encore, s'il ne parvient pas à combler une partie importante des pertes subies en 2008 ou si le taux d'actualisation diminue fortement d'ici la fin de 2009, la situation déficitaire du régime pourrait exiger une hausse substantielle des cotisations qu'il nous faudra verser après 2009. Le recouvrement des coûts du régime de retraite est assujetti à une approbation par la CEO. Le fait de ne pas obtenir cette approbation pourrait nuire à nos résultats d'exploitation.

Risque lié aux événements naturels imprévus et autres

Nos installations sont exposées aux effets de conditions climatiques difficiles, de catastrophes naturelles et d'événements désastreux. Bien que leur construction, leur exploitation et leur entretien soient conformes aux normes de l'industrie, nos installations pourraient ne pas résister à de telles éventualités en toute circonstance. Nous ne disposons pas d'une assurance contre les dommages causés à nos actifs situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution. Les pertes de produits, les coûts des réparations, les dommages causés et les réclamations de tiers pourraient être importants. Advenant une importante perte non assurée, nous présenterions une demande de recouvrement auprès de la CEO. Toutefois, rien ne garantit que la CEO l'approuverait.

Risque lié au transfert d'actifs situés dans des terres indiennes

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles nous avons acquis certaines entreprises de Ontario Hydro le 1er avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété de certains actifs situés dans des terres appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). La SFIEO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, nous sommes tenus de gérer ces actifs jusqu'à ce que nous obtenions tous les consentements nécessaires pour parachever le transfert de leur titre de propriété en notre faveur. Nous ne sommes pas en mesure de prévoir le total du montant que nous pourrions avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour obtenir les consentements nécessaires. Toutefois, nous prévoyons devoir verser plus que les quelques 717 mille dollars que nous avons versés à ces bandes et organisations autochtones en 2008. Si nous ne sommes pas en mesure d'obtenir les consentements de celles-ci, la SFIEO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si nous sommes incapables d'obtenir un règlement satisfaisant, nous pourrions devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits, et le coût de ce déplacement pourrait être élevé, ou dans un petit nombre de cas, devoir abandonner une ligne et la remplacer par une centrale diesel. Ces coûts potentiels pourraient avoir une incidence négative importante sur nos résultats d'exploitation si nous étions dans l'incapacité de les recouvrer par le truchement des ordonnances tarifaires futures.

Risque lié à l'infrastructure de technologie de l'information

Notre capacité à exercer nos activités de manière efficiente dans le marché ontarien de l'électricité dépend en partie du développement, du maintien et de la gestion de systèmes de technologie de l'information complexes qui sont utilisés pour faire fonctionner nos installations de transport et de distribution et nos systèmes financiers, de facturation et de gestion. Nous continuons de convertir la majeure partie de nos procédés financiers et administratifs en un système d'information de gestion et d'information financière intégré. Concurremment, nous mettons à niveau notre système de gestion des activités de transport. La conversion de ces systèmes et procédés pourrait nous exposer à des risques, y compris ceux liés à notre capacité de recueillir des données et de produire en temps opportun des renseignements exacts ainsi que de maintenir de bons contrôles internes. Une défaillance de ces systèmes pourrait avoir de lourdes conséquences pour notre société.

Risque environnemental

Notre système de gestion des questions de santé, de sécurité et d'environnement nous assure que les dangers et risques sont détectés et évalués et que des contrôles sont instaurés afin d'atténuer les risques importants. Ce qui suit décrit certaines questions pouvant influer fortement sur nos activités.

Nous sommes assujettis à une réglementation environnementale élaborée et, en cas de non-conformité, nous pourrions faire l'objet d'amendes et autres pénalités. En outre, la présence ou l'émission de substances dangereuses ou autres pourraient donner lieu à des réclamations de tiers et(ou) à des ordonnances gouvernementales exigeant des mesures précises de notre part comme la tenue d'une enquête, le contrôle et la mise en œuvre de mesures correctives à l'égard des effets de ces substances. Nous participons actuellement à un programme volontaire d'évaluation et de remise en état de terrains touchant la plupart de nos postes et centres de service. Nous sommes aussi exposés au risque que posent l'obtention d'approbations et de permis gouvernementaux et le renouvellement des approbations et permis existants de construction ou d'exploitation de nos installations, ce qui pourrait entraîner des évaluations environnementales ou l'imposition de conditions, ou les deux, lesquelles pourraient se traduire par des retards et des augmentations de coûts.

Le 17 septembre 2008, Environnement Canada a publié ses règlements définitifs concernant la gestion des sites contaminés par les biphényles polychlorés (« BPC »). Nous avons constaté un passif en nous fondant sur nos meilleures estimations des dépenses qu'il nous faudra engager dans l'avenir pour nous conformer à cette réglementation. Nous prévoyons engager la plupart de ces dépenses additionnelles entre 2013 et 2025. Le montant réel des dépenses environnementales futures réelles pourrait différer considérablement des estimations ayant servi au calcul des passifs environnementaux paraissant dans notre bilan consolidé. Nous ne disposons pas d'une couverture d'assurance à l'égard de ces dépenses environnementales.

Les scientifiques et les spécialistes en santé publique étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. S'il devait être conclu que ces champs présentent de fait un risque pour la santé ou si l'État décidait d'instaurer des limites quant à l'exposition, des litiges pourraient s'ensuivre, et nous pourrions être tenus de prendre des mesures d'atténuation coûteuses comme la relocalisation de certaines de nos installations, ou bien éprouver des difficultés à trouver des emplacements pour de nouvelles installations et à en construire.

Risque lié aux relations de travail

La vaste majorité de nos employés sont représentés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique (« PWU ») ou la Society of Energy Professionals. La convention collective actuelle du PWU arrivera à échéance le 31 mars 2011 et celle de la Society of Energy Professionals, le 31 mars 2013. Nous courons des risques financiers liés à notre capacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires. En cas de conflit de travail, nous pourrions être exposés à un risque opérationnel lié au respect continu des exigences relatives à notre permis d'assurer le service aux abonnés.

Risque lié à la convention d'impartition

Conformément à notre stratégie de réduction des charges d'exploitation, nous avons conclu une convention d'impartition de services avec Inergi en 2002. Si cette convention prenait fin pour une quelconque raison, nous pourrions devoir engager des charges importantes afin de rétablir la totalité ou une partie des fonctions imparties, ce qui pourrait nuire fortement à nos résultats d'exploitation. Cette entente expire le 29 février 2012. Compte tenu de la complexité des questions en cause, nous avons commencé à élaborer un plan d'action à mettre en œuvre à son échéance.

Risque lié à la propriété de la province des corridors de transport

Bien que la loi nous autorise à utiliser les corridors de transport détenus par la province, nous pourrions être limités dans notre capacité d'agrandir nos réseaux. Aussi, d'autres utilisations des corridors de transport par des tiers parallèlement à l'exploitation de nos réseaux pourraient faire augmenter les risques liés à la sécurité ou à l'environnement.

ESTIMATIONS COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

La préparation de nos états financiers exige que nous fassions des estimations et posions des jugements qui influent sur les montants constatés à l'égard des actifs, des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations correspondantes concernant les éventualités. Nous fondons nos estimations et jugements sur notre expérience passée, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses que nous considérons raisonnables dans les circonstances. Les résultats de ce processus forment la base sur laquelle s'appuient les jugements quant à la valeur comptable des actifs et des passifs ainsi que la détermination et l'évaluation de notre traitement comptable à l'égard des engagements et des éventualités. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations et jugements en fonction des hypothèses ou de la conjoncture.

Nous pensons que les estimations comptables d'importance critique suivantes constituent les estimations et jugements les plus importants utilisés dans la préparation de nos états financiers.

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2008, les actifs réglementaires s'élevaient à 355 millions de dollars et avaient surtout trait aux coûts environnementaux, à un compte de recouvrement d'actifs réglementaires (le « CRAR II »), au CRP et au compte d'écart lié à la protection de la tarification en régions rurales. Nous avons également inscrit des passifs réglementaires s'élevant à 607 millions de dollars au 31 décembre 2008. Ces montants ont principalement trait aux coûts de retraite reportés, au compte de remboursement des passifs réglementaires, aux comptes d'écarts liés au règlement de détail, aux frais d'exportation et de transit et à un compte de recouvrement d'actifs réglementaires (le « CRAR I »), lequel affiche actuellement un passif. Ces actifs et passifs peuvent être considérés aux fins de la tarification et de la présentation de l'information financière uniquement si la CEO prescrit le traitement réglementaire pertinent ou si sa prescription future est jugée probable. Si la direction juge qu'il n'est plus probable que la CEO tienne compte d'un actif ou d'un passif réglementaire dans l'établissement des tarifs futurs, cet actif ou ce passif est constaté dans les résultats d'exploitation de la période dans laquelle ce jugement est posé.

Passifs environnementaux

En 2008, nous avons inscrit des passifs environnementaux et des actifs réglementaires supplémentaires aux termes de la nouvelle réglementation visant les BPC et publiée par Environnement Canada le 17 septembre 2008. Nous constatons des passifs environnementaux et les actifs réglementaires connexes selon la valeur actualisée des dépenses futures estimatives devant être effectuées pour satisfaire les obligations liées à la contamination environnementale dont la responsabilité nous incombe depuis notre scission d'Ontario Hydro en 1999. Ces passifs sont classés dans deux principales catégories : la gestion des actifs contaminés par des huiles minérales chargées de BPC et l'évaluation et la remise en état des terrains contaminés. Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, nous estimons le coût en dollars courants des travaux d'atténuation et nous posons des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées afin d'obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique d'environ 2 % a été utilisé pour traduire les estimations de coûts en dollars courants en dépenses estimatives futures. Les dépenses futures au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés devraient être engagées jusqu'en 2015 et elles sont actualisées au moyen de taux d'actualisation allant de 4,9 % à 6,25 %, selon l'exercice durant lequel elles sont constatées. Conformément aux exigences de la réglementation définitive d'Environnement Canada portant sur les BPC et publiées le 17 septembre 2008, les dépenses futures estimatives relatives aux BPC devraient être engagées jusqu'en 2025. La nouvelle réglementation a entraîné une hausse d'environ 265 millions de dollars de nos dépenses futures estimatives, ce qui représente une hausse de 195 millions de dollars des passifs environnementaux, selon leur valeur actuelle. Les dépenses futures liées à la gestion des BPC sont actualisées au moyen de taux allant de 5,14 % et 6,25 %, selon l'exercice durant lequel elles sont constatées.

La comptabilisation d'un passif relatif à de telles dépenses futures à long terme exige que plusieurs autres hypothèses soient posées, notamment à l'égard du nombre de sites contaminés et de la mesure dans laquelle ils le sont, le nombre d'actifs, les volumes d'huile et le niveau de contamination des équipements aux BPC. Tous les facteurs utilisés pour établir nos passifs environnementaux représentent les meilleures estimations de la direction, en fonction de notre approche prévue visant à satisfaire aux exigences réglementaires, y compris la nouvelle réglementation d'Environnement Canada régissant la gestion, le stockage et l'élimination des BPC. Il est toutefois raisonnablement possible que des facteurs comme le nombre ou le volume d'actifs contaminés, les estimations actuelles des coûts, les hypothèses relatives à l'inflation et les flux de trésorerie annuels supposés diffèrent de manière importante de nos hypothèses. Les passifs environnementaux estimatifs font l'objet d'une révision annuelle ou à intervalles plus rapprochés si des modifications importantes sont apportées à la réglementation ou si d'autres événements pertinents surviennent. Les modifications apportées aux estimations sont comptabilisées de manière prospective.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs que nous offrons aux employés actuels et aux retraités comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance-vie, un régime d'assurance des soins de la santé et un régime d'assurance-invalidité à long terme.

Conformément à nos ordonnances tarifaires, nous comptabilisons les coûts de retraite au moment où nos cotisations, en tant qu'employeur, sont versées à la caisse de retraite en vertu de la Loi sur les régimes de retraite (Ontario). Nos cotisations annuelles au régime de retraite ont été d'environ 101 millions de dollars en 2008, montant établi par suite d'une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2006. Les cotisations versées après 2009 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009 et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles. Les coûts de retraite sont également présentés dans les notes afférentes aux états financiers selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Nous comptabilisons les coûts liés aux avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les charges à payer sont calculées par des actuaires indépendants selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et les hypothèses les plus probables de la direction. Les hypothèses sont déterminées par la direction en tenant compte des recommandations de nos actuaires.

Le rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite, soit 7,00 % par année, est fondé sur les prévisions à l'égard des taux de rendement à long terme au début de l'exercice et reflète une composition de l'actif du régime de retraite conforme à la politique d'investissement de la caisse. Au cours de l'exercice, la composition cible de l'actif de la caisse a été modifiée de manière à prévoir une tranche de 62 % sous forme de titres de participation, une autre de 33 % sous forme de titres à revenu fixe et une dernière de 5 % sous forme d'autres actifs composés de fonds de couverture et d'actions de sociétés fermées. Les rendements des portefeuilles respectifs sont calculés en fonction des indices boursiers et des indices de bons du Trésor et d'obligations à long terme canadiens et américains officiels. Le taux de rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite reflète nos prévisions à long terme. Nous sommes d'avis que cette hypothèse est raisonnable car, étant donné la stratégie de placement équilibré de la caisse, la volatilité accrue du rendement des placements en actions est censée être contrebalancée par la plus grande stabilité du rendement des placements à revenu fixe et à court terme. À long terme, il en résulte un rendement quelque peu inférieur à ce qu'il aurait été si l'on avait investi uniquement dans des actions. À court terme, le régime pourrait enregistrer de très mauvais rendements. En 2008, le rendement de l'actif du régime de retraite a été inférieur à l'hypothèse à long terme utilisée.

Le taux d'actualisation qui sert à calculer les obligations au titre des prestations constituées est établi à la fin de chaque exercice d'après les plus récents taux d'intérêt du marché publiés qui sont fondés sur les rendements des obligations de sociétés notées AA, ce qui reflète la durée du régime d'avantages sociaux futurs. Au 31 décembre 2008, le taux d'actualisation était de 7,25 %, contre 5,50 % au 31 décembre 2007, ce qui reflète l'augmentation des rendements des obligations au cours de cette période. L'augmentation des taux d'actualisation a entraîné une diminution correspondante du passif.

Les rendements d'obligations de sociétés notées AA ont augmenté de 140 à 200 points de base environ entre les 31 décembre 2007 et 2008. Selon la durée des passifs des régimes, les taux d'actualisation seraient de 7,50 % par année dans le cas du régime de retraite et du régime d'avantages complémentaires de retraite ainsi que de 7,16 % par année dans celui du régime d'avantages postérieurs à l'emploi. Compte tenu de la conjoncture actuelle, la direction est d'avis que ces taux sont élevés par rapport au taux sans risque qu'il convient d'utiliser comme taux hypothétique à long terme. C'est pourquoi un taux d'actualisation global de 7,25 % a été employé aux fins de l'évaluation des passifs au 31 décembre 2008.

Également, d'après les écarts entre les obligations à taux nominal du gouvernement du Canada et ses obligations à rendement réel, le taux d'inflation hypothétique est passé d'environ 2,25 % par année au 31 décembre 2007 à quelque 1,30 % par année au 31 décembre 2008. Bien qu'un taux d'inflation aussi faible que 1,25 % par année aurait pu être utilisé aux fins de l'évaluation des passifs pendant la majeure partie de l'exercice, selon le rendement des obligations au 31 décembre 2008, le taux hypothétique aurait été supérieur à 2,00 %. La Banque du Canada s'étant engagée à maintenir entre 1,00 % et 3,00 % le taux d'inflation à long terme, la direction est d'avis que le taux hypothétique actuel est trop faible en tant que taux hypothétique à long terme. C'est pourquoi un taux d'inflation de 2,00 % par année a été utilisé aux fins de l'évaluation des passifs au 31 décembre 2008.

Les coûts des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sont calculés au début de l'exercice. Les coûts sont fondés sur des hypothèses relatives aux résultats techniques attendus et à l'augmentation des coûts des soins de santé futurs. Une hausse de 1 % du coût tendanciel des soins de santé donnerait lieu à une augmentation annuelle d'environ 14 millions de dollars du coût des prestations et des intérêts débiteurs et à un accroissement de l'obligation de fin d'exercice d'environ 108 millions de dollars.

Les avantages sociaux futurs figurent dans les coûts de main-d'œuvre, lesquels sont imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles. Les modifications apportées aux hypothèses influeront sur l'obligation au titre des prestations constituées des avantages sociaux futurs et sur les montants qui seront imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles au cours des exercices futurs.

Dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs

Pour évaluer si l'écart d'acquisition est recouvrable, nous devons formuler des hypothèses quant aux flux de trésorerie futurs estimatifs et à d'autres facteurs afin de déterminer la juste valeur de l'unité d'exploitation concernée. Si ces estimations ou les hypothèses connexes venaient à changer, nous pourrions devoir comptabiliser une moins-value de l'écart d'acquisition. Nous avons procédé à un test de dépréciation de l'écart d'acquisition en 2008 et avons déterminé qu'il n'avait subi aucune perte de valeur.

Dans nos entreprises réglementées, les coûts de possession de nos autres actifs sont recouvrés par voie des montants reflétant nos besoins de produits et sont pris en compte dans la base tarifaire s'ils génèrent un rendement. De tels actifs ne sont soumis à un test de recouvrabilité que si la CEO a refusé le recouvrement ou si son refus est jugé probable. Nous surveillons régulièrement les actifs de notre entreprise de télécommunication non réglementée afin de déceler toute perte de valeur. Nous n'avons constaté à ce jour aucune perte de valeur d'actifs.

NOUVELLES PRISES DE POSITION EN COMPTABILITÉ

Comptabilisation des impôts sur le bénéfice

En août 2007, le Conseil des normes comptables (« CNC ») du Canada a rendu une décision, avec prise d'effet le 1er janvier 2009, qui vise à éliminer l'exemption temporaire prévue au chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus », du *Manuel de l'ICCA*, qui permet la comptabilisation et l'évaluation des actifs et des passifs résultant de la réglementation des tarifs. Il a aussi modifié le chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », du *Manuel de l'ICCA* afin d'exiger la comptabilisation de passifs et d'actifs d'impôts futurs des entreprises à tarifs réglementés qui n'étaient pas assujetties à ces dispositions auparavant. Nous devrons donc présenter dans notre bilan consolidé, l'incidence de l'adoption de la méthode du report variable aux fins de la comptabilisation des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés et un actif réglementaire correspondant.

Les nouvelles règles s'appliqueront prospectivement aux états financiers intermédiaires et annuels de l'exercice 2009, et leur application fera en sorte que les paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés seront comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Ces montants sont actuellement comptabilisés selon la méthode de la comptabilité de caisse, conformément à la directive de la CEO relative à l'établissement des tarifs. Nous sommes actuellement en voie d'évaluer l'incidence de la décision du CNC sur notre bilan consolidé. Nous ne prévoyons pas que ces règles auront une incidence sur nos résultats d'exploitation.

Écart d'acquisition et actifs incorporels

En novembre 2007, le CNC a approuvé le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel de l'ICCA*. Ce nouveau chapitre s'applique à nos états financiers consolidés intermédiaires et annuels pour l'exercice 2009. Nous sommes en voie d'évaluer le classement de certains de nos actifs afin de déterminer s'ils répondent à la définition d'actifs incorporels. Les actifs qui pourraient éventuellement être reclassés comprennent les droits fonciers et les servitudes, certains logiciels, les droits d'utilisation incontestables des télécommunications et les montants versés à d'autres entités en guise d'apports de capital. Ce nouveau chapitre ne devrait pas avoir d'incidence sur notre écart d'acquisition ou nos résultats d'exploitation.

État d'avancement du passage aux normes internationales d'information financière (« IFRS »)

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé que les entités ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les IFRS en remplacement des principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada aux fins de la présentation de l'information financière annuelle et intermédiaire des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2011. À l'heure actuelle, l'incidence sur notre situation financière et nos résultats d'exploitation futurs ne peut être déterminée ni estimée au prix d'un effort raisonnable.

Nous avons entrepris notre projet de conversion aux IFRS en 2007, et nous avons établi une structure officielle de gouvernance du projet. Cette structure comprend un comité de direction composé notamment de cadres dirigeants issus des fonctions finances, technologie de l'information, trésor et exploitation. Un compte rendu régulier est fait à la haute direction et au comité de vérification et des finances de notre conseil d'administration. Nous faisons également appel à un expert-conseil externe.

Notre projet comporte quatre étapes : diagnostic, conception et planification, élaboration de solutions et mise en œuvre. Nous avons franchi l'étape du diagnostic, laquelle consistait en un examen poussé des principales différences entre les PCGR du Canada actuels et les IFRS. À ce jour, nous avons déterminé que les domaines présentant les différences comptables les plus susceptibles d'avoir une incidence sur notre société sont la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, la comptabilisation des immobilisations corporelles, les paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, les avantages sociaux futurs de même que l'adoption initiale des IFRS selon les dispositions de l'IFRS 1, « Première adoption des IFRS ».

Nous menons simultanément les étapes de la conception et de la planification, de l'élaboration de solutions et de la mise en œuvre. Nous travaillons en équipe sur des questions précises afin de dégager diverses options, d'élaborer des recommandations sur des questions précises et d'instaurer des rapports financiers et des solutions de systèmes dans les domaines les plus touchés. Nous avons mis en place un plan de communication à l'intention du personnel, amorcé le déploiement des programmes de formation du personnel et entrepris l'évaluation de l'incidence du passage aux IFRS sur nos autres activités, y compris celles de nos filiales.

Par ailleurs, nous avons entrepris la documentation des domaines recensés qui seront fortement touchés, incluant une analyse des incidences sur les systèmes financiers, l'établissement de jalons clés et le compte rendu des entretiens avec nos vérificateurs externes. Nous avons entrepris l'étape de mise en œuvre relativement aux questions critiques qui relèvent de la comptabilité et des systèmes. L'incidence sur les contrôles de communication de l'information et le contrôle interne à l'égard de l'information financière est également en voie d'être évaluée. Nous avons également entrepris l'analyse des autres répercussions, notamment celles relatives aux clauses restrictives imposées à l'égard de notre dette et aux mesures de notre rendement.

La CEO a également amorcé son propre projet lié aux IFRS en vue de déterminer la nature de toute modification devant être apportée aux exigences réglementaires en matière de présentation de l'information du fait des IFRS. Le 8 mai 2008, la CEO a annoncé la tenue d'une consultation sur les IFRS, laquelle donnera à son personnel l'occasion de travailler avec les intervenants du secteur en vue de cerner les diverses questions liées au basculement et de suggérer des façons de les aborder. Nous avons participé à chacune des réunions de consultation et avons fourni nos commentaires à l'égard du plan de transition de la CEO. Nous avons l'intention de suivre de près tous les travaux du International Accounting Standards Board qui pourraient avoir une incidence sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés aux termes des IFRS et nous participerons au besoin à tous les procédés s'y rapportant.

Lors de sa réunion tenue les 17 et 18 novembre 2008, le Conseil sur la comptabilité dans le secteur public (« CCSP ») a accepté la demande d'un intéressé de revoir sa décision d'enjoindre les organismes publics de type commercial, comme le nôtre, à continuer de dresser leurs états financiers conformément aux PCGR qui s'appliquent aux entreprises à but lucratif. Dans les cas des entreprises qui ont aussi une obligation publique de rendre des comptes, elles devront adopter les IFRS à compter du 1er janvier 2011. Par conséquent, le CCSP a demandé à ses permanents d'élaborer un appel à commentaires qui devait être présenté au moment d'une réunion spéciale qui a eu lieu en janvier 2009 et qui visait à obtenir de tous les intéressés du CCSP d'autres commentaires sur cette question. Pour le moment, on ne peut prévoir de quelle manière ce projet influera sur la nature ou le calendrier de notre passage aux IFRS.

CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Nous procédons actuellement à la migration de nos principaux systèmes financiers vers une plateforme SAP à l'échelle de la société. Une structure officielle de gouvernance de projet a été mise en place dans le but de garantir une migration efficace des systèmes de technologie de l'information et des procédés administratifs. La structure de gouvernance prévoit un comité de direction composé de cadres dirigeants qui relèvent de la haute direction et du comité de transformation opérationnelle du conseil d'administration.

Le 2 juin 2008, nous avons mis en œuvre la première étape de la migration, laquelle comprend les modules d'approvisionnement, d'actifs et de gestion des travaux dans SAP. Une partie des modules de comptabilité et de contrôle des finances ont aussi été déployés afin de faciliter la communication de l'information financière. Cette mise en œuvre a compris de nouveaux contrôles en matière de contrôle interne à l'égard de l'information financière et a permis de remplacer les contrôles de l'ancien système de technologie de l'information. La documentation de nos procédés a été mise à jour et certains contrôles ont été testés dans le but de déterminer s'ils avaient été conçus de manière à fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et à la préparation des états financiers à des fins externes.

La deuxième étape de la migration, qui devrait débuter en août 2009, comprend le remplacement du reste des modules de finance, de ressources humaines et de la paye dans SAP.

Conformément aux exigences du Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, nos dirigeantes responsables de l'attestation examinerons les états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 ainsi que les autres informations financières incluses dans les documents annuels que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières et fourniront une attestation à leur égard. Ces dirigeantes attesterons également que nos contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus pour fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations importantes concernant nos activités sont communiquées au sein de notre entreprise et que ces contrôles et procédures ont fonctionné de manière efficace durant l'exercice.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Le tableau suivant présente de l'information annuelle vérifiée pour les trois exercices terminés les 31 décembre 2006, 2007 et 2008. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés annuels vérifiés.

États consolidés des résultats

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf le résultat par action ordinaire)	**2008**	2007	2006
Produits[1, 4]	**4 597**	4 655	4 545
Bénéfice net[1, 4]	**498**	399	455
Résultat de base et dilué par action ordinaire	**4 797**	3 809	4 366

Bilans consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les dividendes en espèces par action)	**2008**	2007	2006
Total de l'actif[2]	**13 876**	12 786	12 210
Total de la dette à long terme[3]	**6 133**	5 603	5 243
Dividendes en espèces par action ordinaire	**2 410**	3 070	3 320
Dividendes en espèces par action privilégiée	**1 375**	1 375	1 375

[1] En vertu de la décision du 16 août 2007 de la CEO concernant la demande relative aux tarifs de transport de Hydro One Networks, décision qui est entrée en vigueur le 1er janvier 2007, les produits tiennent compte d'une baisse des besoins en matière de produits, selon le taux de rendement approuvé de 8,35 %. Le taux de rendement antérieur était 9,88 %.

[2] Le total de l'actif en 2006 tient compte du reclassement des charges de financement reportées effectué en 2007 et appliqué de manière rétrospective.

[3] Les pertes non amorties découlant du règlement de contrats de swaps ont été reclassées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu en date du 1er janvier 2007, sans reclassement des chiffres des exercices antérieurs.

[4] Par suite de la décision rendue le 18 décembre 2008 par la CEO concernant la demande de tarifs de distribution de Hydro One Networks, décision qui a pris effet le 1er mai 2008, les produits du quatrième trimestre de 2008 tiennent compte d'une hausse de 25 millions de dollars pour la période allant du 1er mai 2008 au 31 décembre 2008, ce qui reflète l'accroissement des besoins liés aux programmes de travaux et les investissements dans l'infrastructure des immobilisations.

PERSPECTIVES

Pour réaliser notre premier objectif, soit devenir la plus importante société d'électricité en Amérique du Nord, nous continuerons de mettre l'accent sur nos visées stratégiques en matière de sécurité, de satisfaction de la clientèle, d'innovation, de raccordement de l'énergie renouvelable, de fiabilité, de protection de l'environnement, de recrutement, de maintien des compétences, de valeur actionnariale et de productivité. Comme notre personnel doit travailler dans des conditions dangereuses, notre engagement envers la sécurité est indéfectible. Un environnement plus sain est également au cœur de nos préoccupations puisque l'arrivée de nouvelles technologies et la nécessité de raccorder une capacité de production d'énergie propre et renouvelable obligent nos entreprises de transport et de distribution à repenser leurs activités et à établir un réseau plus souple et intelligent. Nous continuerons d'axer nos efforts sur l'amélioration de la satisfaction de notre clientèle en maintenant notre excellence opérationnelle et en veillant à livrer de l'électricité de manière sécuritaire, fiable et abordable. Reconnaissant nos réalisations, le magazine *Corporate Knights* nous a classés au premier rang des sociétés de services publics et au sixième rang des 50 meilleures sociétés socialement responsables du Canada, sur la base des indicateurs environnementaux, sociaux et de gouvernance.

Conformément à notre engagement continu envers l'intérêt public et la politique énergétique de la province, nous prévoyons investir de fortes sommes dans l'infrastructure de transport et l'entretien proactif continu de nos actifs afin d'assurer la fiabilité du réseau d'électricité. Notre plan d'investissement dans le réseau de transport vise l'atteinte des objectifs de la province en matière d'énergie renouvelable et d'énergie nucléaire, facilite la mise en valeur et l'utilisation de ressources énergétiques renouvelables, favorise l'efficience du réseau et le bon fonctionnement de l'équipement, répond aux besoins en matière de qualité du service à la clientèle et améliore l'intégration de nouvelles sources d'approvisionnement.

Dans sa décision relative aux tarifs de transport publiée le 28 août 2008, la CEO a approuvé les ajustements des TTU visant à recouvrer, à compter du 1er janvier 2009, nos besoins en matière de produits approuvés pour 2008 une fois qu'aura été achevé le remboursement aux clients les montants excédentaires associés au MPB et au CRLP. Cette décision favorable témoigne de la confiance de l'organisme de réglementation en notre capacité et notre expertise d'évaluer adéquatement ce qu'il faut pour « maintenir un réseau de transport solide, sécuritaire et fiable ». Nous avons déposé une demande de tarifs de transport pour 2009 et 2010 en septembre 2008. Ces tarifs, s'ils sont approuvés, devraient nous procurer les fonds nécessaires pour réaliser notre programme d'entretien du réseau de transport et combler ses besoins d'infrastructure dans l'intérêt public.

Notre plan d'investissement ne comprend pas les sommes nécessaires pour des investissements à grande échelle, comme un réseau de transport est-ouest ou les éventuels projets de transport à long terme qui sont décrits dans le PREI. Dans le cas de certains projets à long terme visant des lignes de raccordement et la fiabilité de l'approvisionnement local, le PREI recommande que les travaux de développement (étude préliminaire, estimation des coûts et évaluation des options), l'évaluation environnementale et les approbations selon l'article 92, selon le cas, commencent dès leur approbation par la CEO. Ainsi, afin d'accélérer les travaux de construction, nous serons prêts à entreprendre ces projets dès que l'OEO en aura confirmé la date butoir et une fois que nous pourrons nous attendre, de manière raisonnable, à en recouvrer les coûts au moyen des tarifs. Il est prévu que l'OEO déposera un PREI mis à jour d'ici le 16 mars 2009 et que, par la suite, elle émettra une ordonnance de procédure indiquant à quel moment débuteront les audiences concernant le PREI. Le report du processus s'y rapportant ne touche en rien les principaux projets de notre plan d'affaires. Nous prévoyons que toute décision au sujet des investissements liés à ces projets sera fondée sur l'assurance appropriée d'en recouvrer les coûts.

Dans le cadre de sa décision concernant la demande de tarifs de distribution faite par notre filiale Hydro One Networks qu'elle a rendue le 18 décembre 2008, la CEO a approuvé la quasi-totalité des dépenses de nos programmes de travaux ainsi que notre programme d'installation de compteurs intelligents jusqu'à la fin de 2007. Cela représente une base de financement ferme et réduit l'incertitude quant au recouvrement des coûts de ce programme. L'importance croissante que revêt la génération distribuée d'énergie renouvelable, telle que l'énergie éolienne, solaire et hydroélectrique ainsi que les biocombustibles, exigera la mise au point d'un réseau intelligent, lequel tirera parti de la technologie des compteurs intelligents, de sorte à favoriser le maintien de l'exploitation fiable et sécuritaire du réseau de distribution. Cette technologie procurera aux producteurs branchés à ce réseau le même type de visibilité et de contrôle que ceux qu'ont actuellement les producteurs raccordés au réseau de transport.

Nous entendons protéger et préserver l'environnement pour qu'en bénéficient les générations de demain. Pour ce faire, nous distribuerons une énergie propre et renouvelable en mettant à niveau notre réseau de transport afin qu'il puisse traiter « l'inversion de flux » des petits producteurs d'énergie propre qui sont branchés au réseau de distribution. Il nous faudra investir dans l'infrastructure de distribution et de transport afin de permettre des ajouts importants de génération distribuée et de réduire le temps requis, à toutes les étapes, pour ces raccordements. Cependant, les travaux de perfectionnement du réseau de transport en rapport avec la génération distribuée ont été ignorés à court terme dans notre plan d'affaires parce que nous ne sommes pas en mesure d'établir quelles seront nos responsabilités au chapitre des coûts.

Nous conservons une approche prudente et mesurée à l'égard de la rationalisation du secteur de la distribution. En octobre 2006, la province a annoncé que le transport d'électricité serait exonéré d'impôt pendant deux ans. Par la suite, cette période a été prolongée jusqu'en octobre 2009. Nous recherchons sans cesse des occasions stratégiques d'acquisition ou de cession, sur une base volontaire et commerciale, et les exploitons lorsqu'elles sont conformes à notre stratégie et aux directives de notre actionnaire. Notre plan d'investissement ne comprend aucun financement d'acquisition ou de cession d'EDL.

Les principaux outils pour la réussite de la mise en œuvre du programme de travaux sont nos stratégies de renouvellement des ressources humaines et matérielles. Notre stratégie en matière de ressources humaines est axée sur le recrutement, en partenariat avec les universités, les collèges et nos syndicats, ainsi que sur le perfectionnement des compétences et la fidélisation. Le nombre considérable de départs à la retraite prévus et l'augmentation des volumes de travail donneront lieu à l'embauche d'un nombre sans précédent de nouvelles recrues à court terme. En ce qui a trait aux matières, nous constatons une augmentation des délais de production et des coûts avec les pénuries qui se manifestent sur le marché mondial. Par conséquent, nous élaborons des stratégies d'approvisionnement et les mettons en œuvre afin d'assurer la disponibilité des matières requises pour nos programmes de travaux.

Nous continuerons d'augmenter la valeur du placement de notre actionnaire grâce à une meilleure productivité et à une saine gestion des coûts. Les projets visant l'harmonisation des activités et l'amélioration des procédés ainsi que la mise en œuvre de notre stratégie à l'égard des technologies de l'information et de notre nouveau système de production de rapports nous permettront de rehausser la valeur que nos clients et notre actionnaire tirent de notre entreprise.

Pendant la période visée par les présentes perspectives, nous ne prévoyons aucune modification de notre rôle au sein de l'industrie et pensons que notre rendement financier nous permettra de maintenir notre qualité de crédit.

ÉNONCÉS ET AUTRES RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS

Nos communications verbales et écrites au public, y compris le présent document, contiennent souvent des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les prévisions, estimations et projections actuelles à l'égard des activités de notre société et du secteur dans lequel cette dernière évolue, et elles incluent des prévisions et des hypothèses de la direction de notre société. Ces énoncés comprennent notamment des énoncés relatifs à notre stratégie, à nos mesures du rendement et à nos objectifs; des énoncés visant le PREI et des projets qui en découlent; l'incidence prévue des programmes de CGD; les énoncés relatifs aux compteurs intelligents, y compris leur capacité, le recouvrement des coûts connexes, les plans de déploiement et(ou) d'installation; les attentes concernant l'évolution du régime législatif et du contexte d'exploitation dans le secteur de la distribution et du transport d'électricité en Ontario, notamment en ce qui a trait aux modifications apportées aux codes, aux permis, aux règlements, aux tarifs, aux ordonnances tarifaires, au recouvrement des coûts, aux taux de rendement, aux structures tarifaires, aux besoins en matière de produits et aux incidences sur la facture des clients de nos entreprises de transport et de distribution; les attentes en ce qui a trait aux échéanciers et au contenu des demandes adressées à la CEO ou des décisions rendues par cette dernière et par d'autres organismes gouvernementaux; les énoncés à l'égard de notre situation de trésorerie et de nos sources de financement futures; les attentes concernant nos activités de financement; les attentes concernant les résultats de nos projets en cours et prévus et(ou) de nos initiatives et leur date d'achèvement; les énoncés visant les dépenses en immobilisations futures et nos plans d'investissement; les énoncés visant les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux; les énoncés concernant la conjoncture économique actuelle, y compris les attentes relatives à la charge et à l'incidence prévue sur les produits, l'incidence des taux d'intérêt sur nos besoins en matière de produits et sur nos résultats d'exploitation, l'incidence sur nos activités de la fiabilité et du calendrier des approvisionnements et du risque de crédit lié aux contreparties de même que les prévisions en matière de cotisations de retraite futures; la possibilité que la province promulgue des déclarations aux termes de l'entente de principe que nous avons conclue avec elle; des énoncés relatifs au caractère démographique de la main-d'œuvre; les attentes visant l'état des actifs; la possibilité que nous décidions dans l'avenir d'émettre des titres d'emprunt libellés en devises; les attentes relatives aux infrastructures liées aux technologies de l'information; les attentes concernant le calendrier et les montants additionnels des dépenses futures estimatives liées à l'environnement; des énoncés relatifs à notre plan visant à tenir compte de la réglementation d'Environnement Canada régissant la gestion, le stockage et l'élimination des BPC; des énoncés relatifs à l'arrivée à échéance de notre entente d'impartition; les attentes relatives aux dépenses prévues dans le cadre du transfert des actifs situés sur des terres indiennes; des énoncés relatifs à la propriété provinciale des corridors de transport; des énoncés relatifs aux coûts des prestations futures; des énoncés relatifs aux nouvelles prises de position en comptabilité; des énoncés concernant les IFRS et le passage aux IFRS; des énoncés relatifs aux périodes visées par nos perspectives, y compris les prévisions en ce qui a trait à notre rôle au sein du secteur d'activité, à nos rendements financiers et aux changements structurels touchant notre société. Les termes et expressions « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « tenter », « pouvoir », « projeter », « croire », « s'efforcer », « estimer », « viser », « objectif » et leurs variantes et autres expressions similaires ainsi que des verbes au futur et au conditionnel servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie du rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes que l'on peut difficilement prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Nous n'avons pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et, sauf si la loi nous y contraint, nous ne sommes nullement tenus de le faire.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses, notamment les suivants : l'absence de changements imprévus du régime législatif et du contexte d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité, aucune décision défavorable de la CEO et d'autres organismes de réglementation sur les demandes en cours, notamment en matière tarifaire, l'absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos entreprises de distribution et de transport, un environnement réglementaire stable et l'absence de tout événement important survenant hors du cours normal des activités. Ces hypothèses reposent sur l'information dont nous disposons actuellement, y compris l'information obtenue auprès de sources indépendantes. Les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que nous ignorions l'incidence que pourraient avoir ces facteurs, ils pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière et la stabilité de notre crédit. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs sont notamment les suivants :

- le contenu et le calendrier du PREI révisé, tel qu'il sera approuvé par la CEO;
- l'opposition publique aux projets prévus et les délais dans l'obtention des approbations ou la conclusion des ententes nécessaires à ceux-ci, ou leur refus;
- les risques associés au fait que nous sommes régis par la province et que cette dernière pourrait promulguer des déclarations aux termes de l'entente de principe, et le fait que nous pourrions avoir des conflits d'intérêts avec elle et des parties liées;
- les risques liés aux caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre et la possibilité que nous soyons dans l'incapacité de recruter et de fidéliser du personnel compétent;
- le risque associé au fait de la mise en œuvre des programmes d'immobilisations et d'exploitation, d'entretien et d'administration requis pour assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants;
- les risques associés au fait que nous sommes assujettis à une réglementation élaborée, notamment les risques afférents à une action ou à une omission de la CEO;
- le calendrier et les résultats des décisions réglementaires concernant nos besoins en matière de produits, le recouvrement de nos dépenses et nos tarifs ainsi que les modifications apportées à la réglementation soumise à un examen de la CEO;
- l'incidence que pourraient avoir les programmes de CGD sur notre charge et nos produits;
- l'incidence potentielle de notre incapacité de recouvrer la totalité des coûts des projets liés à l'installation de compteurs intelligents;
- des modifications imprévues dans la demande d'électricité ou dans nos coûts;
- le risque associé aux variations des taux d'intérêt;
- le risque que nous ne parvenions pas à obtenir un financement suffisant et à un coût raisonnable pour rembourser la dette venant à échéance et financer les dépenses en immobilisations et d'autres obligations;
- les taux d'intérêt futurs, le rendement futur des placements, l'inflation, les variations des prestations et les variations des hypothèses actuarielles;
- le risque que nos installations soient touchées par des intempéries, des désastres naturels ou des catastrophes, et le fait que notre couverture d'assurance pour les pertes découlant de ces événements est limitée;
- le risque que les transferts d'actifs situés sur des terres indiennes se traduisent par des frais importants pour nous;
- les risques associés au maintien d'une infrastructure complexe de systèmes de technologie de l'information et à la migration de la majorité de nos procédés financiers et administratifs à un système de gestion et financier intégré;
- le nombre et le volume d'actifs déterminés comme ayant été contaminés aux BPC, l'ampleur de la contamination ainsi que les taux d'intérêt et d'inflation futurs;
- la capacité de négocier des conventions collectives conformément à nos ordonnances tarifaires ou en temps opportun et la possibilité de conflits de travail;
- la possibilité que nous devions engager des charges importantes afin de rétablir la totalité ou une partie des fonctions actuellement imparties, si notre convention avec Inergi LP prenait fin;
- l'incidence de la propriété par la province de terrains essentiels à notre réseau de transport.

Le lecteur est prié de noter que les facteurs susmentionnés ne constituent pas une liste exhaustive. Il est traité plus en détail de certaines de ces questions et autres facteurs sous la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » de ce rapport de gestion pour 2008. Il convient de lire la rubrique intitulée « Gestion des risques et facteurs de risque » avec attention.

Ce rapport de gestion est daté du 11 février 2009. Le lecteur peut obtenir de l'information additionnelle sur notre société, y compris sa notice annuelle, dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés, le rapport de gestion et l'information financière y afférente présentée dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société »). La direction est responsable de l'intégrité, de l'uniformité et de la fiabilité de toutes les informations présentées. Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et les lois sur les valeurs mobilières pertinentes. Le rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51-102, partie 5.

La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion comporte l'utilisation d'estimations et d'hypothèses qui font appel au jugement de la direction, particulièrement lorsque les opérations ayant une incidence sur la période comptable considérée ne peuvent être déterminées avec certitude que plus tard. Les estimations et les hypothèses sont fondées sur l'expérience, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances, à la suite d'une analyse critique des principales conventions comptables utilisées par la société comme il est décrit à la note 2 afférente aux états financiers consolidés. La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion inclut des informations portant sur l'incidence prévue d'événements et d'opérations futurs. Le rapport de gestion inclut également des informations sur la situation de trésorerie et les sources de financement, les tendances sur le plan de l'exploitation, les risques et les incertitudes. Les résultats réels futurs peuvent différer de manière importante de l'évaluation actuelle de ces informations, parce que les événements et les circonstances futurs peuvent dévier des prévisions. Les états financiers consolidés et le rapport de gestion ont été dressés adéquatement dans les limites raisonnables de l'importance relative et selon les informations disponibles jusqu'au 11 février 2009.

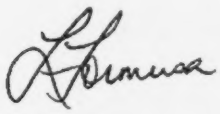
Pour s'acquitter de sa responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, la direction maintient un système exhaustif de contrôle interne et un service de vérification interne sur lesquels elle s'appuie. Le système de contrôle interne comprend une politique écrite de conduite de la société, la mise en œuvre d'un cadre de gestion des risques, la séparation des tâches et la délégation des pouvoirs, et des conventions comptables judicieuses et prudentes qui font l'objet d'examens réguliers. Cette structure vise à fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés et que des informations fiables sont disponibles en temps opportun. De plus, les contrôles internes et les contrôles de communication de l'information ont été documentés, évalués, vérifiés et identifiés en vertu du Règlement 52-109 (projet de loi 198). Le service de vérification interne évalue de façon indépendante et continue l'efficacité de ces contrôles internes et présente ses constatations à la direction et au comité de vérification et des finances du conseil d'administration de Hydro One.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration de Hydro One. La responsabilité des vérificateurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le rapport des vérificateurs, figurant à la page 37 du présent rapport annuel, fait état de la portée de leur examen et de leur opinion.

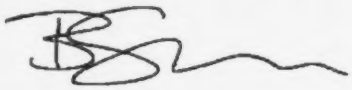
Le conseil d'administration de Hydro One, par l'intermédiaire de son comité de vérification et des finances, est tenu de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité de vérification et des finances de Hydro One rencontre périodiquement la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes afin de s'assurer que tous s'acquittent de leurs responsabilités respectives et d'examiner les états financiers consolidés avant de recommander leur approbation par le conseil d'administration. Les vérificateurs externes ont eu librement et directement accès au comité de vérification et des finances, avec ou sans la présence de la direction, pour discuter de leur vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière et à l'efficacité du système de contrôles internes.

La présidente et chef de la direction ainsi que la première vice-présidente et chef des finances ont produit les attestations portant sur les états financiers consolidés annuels et le rapport de gestion annuel de Hydro One déposés en vertu des lois sur les valeurs mobilières provinciales, sur les contrôles et procédures de communication de l'information connexes, ainsi que sur la conception et l'efficacité des contrôles à l'égard de l'information financière connexes en vertu du Règlement 52-109.

Au nom de la direction de Hydro One Inc.,



Laura Formusa
Présidente et chef de la direction



Beth Summers
Première vice-présidente et chef des finances

Rapport des vérificateurs

À l'actionnaire de Hydro One Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Hydro One Inc. (la « société ») au 31 décembre 2008 et les états consolidés des résultats et du résultat étendu, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société au 31 décembre 2008 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Les états financiers consolidés au 31 décembre 2007 et pour l'exercice terminé à cette date ont été vérifiés par d'autres vérificateurs, qui ont exprimé une opinion sans réserve sur ces états financiers dans leur rapport daté du 13 février 2008.

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés, experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 11 février 2009

États consolidés des résultats et du résultat étendu

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Produits		
Transport (note 14)	**1 212**	1 242
Distribution (note 14)	**3 334**	3 382
Divers	**51**	31
	4 597	4 655
Charges		
Achats d'électricité (note 14)	**2 181**	2 240
Exploitation, entretien et administration (note 14)	**965**	995
Amortissement (note 3)	**548**	521
	3 694	3 756
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**903**	899
Charges de financement (note 4)	**292**	295
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**611**	604
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés (notes 5 et 14)	**113**	205
Bénéfice net	**498**	399
Autres éléments du résultat étendu	**(1)**	3
Résultat étendu	**497**	402
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens)* (note 13)	**4 797**	3 809

États consolidés des bénéfices non répartis

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Bénéfices non répartis aux 1er janvier	**1 258**	1 184
Bénéfice net	**498**	399
Dividendes (note 13)	**(259)**	(325)
Bénéfices non répartis aux 31 décembre	**1 497**	1 258

États consolidés du cumul des autres éléments du résultat étendu

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Cumul des autres éléments du résultat étendu aux 1er janvier	**(9)**	(12)
Autres éléments du résultat étendu	**(1)**	3
Cumul des autres éléments du résultat étendu aux 31 décembre	**(10)**	(9)

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Actif		
Actif à court terme :		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**16**	–
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses – 23 millions de dollars; 21 millions de dollars en 2007) (note 14)	**754**	759
Actifs réglementaires (note 7)	**64**	103
Matières et fournitures (note 2)	**19**	23
Divers	**18**	17
	871	902
Immobilisations corporelles (note 6) :		
Immobilisations corporelles en service	**17 604**	16 743
Déduire l'amortissement cumulé	**6 580**	6 220
	11 024	10 523
Immobilisations en cours	**963**	622
Terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future (note 2)	**132**	113
	12 119	11 258
Autres actifs à long terme :		
Actif au titre des prestations constituées (note 11)	**441**	380
Actifs réglementaires (note 7)	**291**	106
Écart d'acquisition	**133**	133
Autres actifs	**21**	7
	886	626
Total de l'actif	**13 876**	12 786

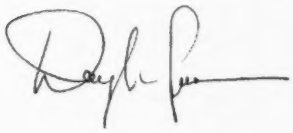
Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés (suite)

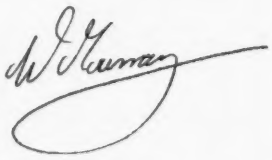
Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Passif		
Passif à court terme :		
Dette bancaire	**–**	12
Créditeurs et charges à payer (notes 11, 12 et 14)	**791**	731
Passifs réglementaires (note 7)	**43**	114
Intérêts courus	**64**	55
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme (note 8)	**400**	540
	1 298	1 452
Dette à long terme (note 8)	**5 733**	5 063
Autres passifs à long terme :		
Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite (note 11)	**908**	855
Passifs réglementaires (note 7)	**564**	465
Passifs environnementaux (note 12)	**237**	52
Créditeurs et autres passifs à long terme	**12**	13
	1 721	1 385
Total du passif	**8 752**	7 900
Éventualités et engagements (notes 16 et 17)		
Capitaux propres (note 13)		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000)	**323**	323
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000)	**3 314**	3 314
Bénéfices non répartis	**1 497**	1 258
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**(10)**	(9)
Total des capitaux propres	**5 124**	4 886
Total du passif et des capitaux propres	**13 876**	12 786

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



Douglas E. Speers
Président du conseil d'administration



Walter Murray
Président du comité de vérification et des finances

États consolidés des flux de trésorerie

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	**498**	399
Ajustements visant à tenir compte des éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement (déduction faite des coûts de retrait)	**502**	482
Compte de report lié aux produits	**(73)**	73
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	**30**	38
Autres comptes d'actifs et de passifs réglementaires	**(5)**	9
Compte de recouvrement des produits	**(25)**	–
Amortissement de l'escompte sur la dette	**–**	5
	927	1 006
Variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation (note 15)	**128**	135
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**1 055**	1 141
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme	**1 050**	700
Remboursement sur la dette à long terme	**(540)**	(355)
Billets à court terme à payer	**–**	(60)
Versements de dividendes	**(259)**	(325)
Divers	**9**	(1)
Rentrée (sorties) nettes liées aux activités de financement	**260**	(41)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	**(1 284)**	(1 091)
Autres actifs	**(3)**	8
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	**(1 287)**	(1 083)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**28**	17
Trésorerie et équivalents de trésorerie aux 1er janvier	**(12)**	(29)
Trésorerie et équivalents de trésorerie aux 31 décembre (note 15)	**16**	(12)

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario (la « province »). Les principales activités de Hydro One sont le transport et la distribution d'électricité à des clients en Ontario. Ces activités sont réglementées par la CEO.

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la société et de ses filiales en propriété exclusive : Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks »), Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remote Communities »), Hydro One Brampton Inc., Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton »), Hydro One Telecom Inc., Hydro One Delivery Services Company Inc. (« HODS »), Hydro One Lake Erie Link Management Inc. (« HOLELMI ») et Hydro One Lake Erie Link Company Inc. (« HOLELCo »).

Hydro One Brampton Inc. a été dissoute le 30 janvier 2007. HODS a été dissoute le 29 août 2008. Avec prise d'effet le 13 décembre 2007, par suite de l'approbation de la résolution portant sur la dissolution de HODS, la participation de cette dernière dans HOLELMI et de HOLELCo a été distribuée à Hydro One.

Règles comptables

Les états financiers consolidés sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada »).

Établissement des tarifs

Les tarifs de la société à l'égard des entreprises de transport et de distribution d'électricité sont règlementés par la CEO.

Transport

Dans le cadre de la procédure amorcée par la CEO pour revoir les tarifs de transport de Hydro One Networks et approuver les besoins en matière de produits pour 2006, 2007 et 2008, la CEO a annoncé sa décision d'appliquer un mécanisme de partage du bénéfice (« MPB ») afin de partager à parts égales, entre l'actionnaire de Hydro One et les clients de cette dernière, tout bénéfice tiré du transport qui dépasse le taux de rendement approuvé de 9,88 % pour 2006.

Le 30 mars 2007, la CEO a rendu une décision approuvant, en principe, l'établissement d'un nouveau compte de report lié aux produits (« CRLP ») afin de comptabiliser l'écart de produits entre les tarifs de transport existants et les nouveaux tarifs qui devraient être approuvés plus tard dans l'exercice relativement à la période qui a débuté le 1er janvier 2007.

Le 16 août 2007, la CEO a rendu sa décision concernant la demande de tarifs de transport de Hydro One Networks pour 2007 et 2008. Par sa décision, qui a pris effet le 1er janvier 2007, la CEO a approuvé toutes les dépenses en immobilisations et d'exploitation pour 2007 et 2008. Toutefois, la décision a entraîné une réduction du taux de rendement des capitaux propres approuvé, taux qui est passé de 9,88 % à 8,35 %. De plus, la CEO a approuvé les montants définitifs et le mode de règlement de certains passifs réglementaires, y compris le CRLP, le MPB, les passifs au titre des frais d'exportation et de transit et l'actif réglementaire lié à la préparation au marché du transport.

Dans le cadre d'une procédure conjointe visant tous les transporteurs d'électricité ontariens, le 17 octobre 2007, la CEO a approuvé les tarifs de transport uniformes (« TTU ») devant être mis en œuvre entre le 1er novembre 2007 et le 31 décembre 2008. Les nouveaux tarifs reflètent toutes les modifications approuvées apportées aux besoins en matière de produits et aux éléments de charges.

Le 30 mai 2008, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO une demande d'ajustement des TTU, avec prise d'effet le 1er janvier 2009. Le 28 août 2008, la CEO a approuvé cette demande, ce qui a donné lieu à une augmentation moyenne de 9 % des produits qui seront gagnés conformément aux TTU en raison de l'achèvement du remboursement aux clients des montants inscrits au titre du MPB et du CRLP à la fin de 2008.

Distribution
En 2006, la CEO a entamé un processus d'établissement d'un mécanisme de tarification par incitatifs (« MTI ») pour les exercices 2007 à 2010. Le processus a compris une méthode basée sur une formule de détermination des tarifs de 2007, ainsi qu'une approche de révision des tarifs devant être appliquée à tous les distributeurs de l'Ontario entre 2008 et 2010. Hydro One Networks et Hydro One Brampton ont demandé des ajustements de leurs tarifs de distribution en février 2007, s'appuyant à cette fin sur une formule approuvée par la CEO qui tient compte de l'inflation et des objectifs d'efficience. En avril 2007, la CEO a approuvé les demandes de la société et les tarifs révisés sont entrés en vigueur le 1er mai 2007.

Dans le cadre du plan pluriannuel d'établissement des tarifs de distribution de la CEO, le 15 août 2007, Hydro One Networks a présenté la portion des besoins en matière de produits de sa demande de 2008 liée aux coûts de prestation du service. Cette demande visait l'approbation des besoins en matière de produits de 1 067 millions de dollars, selon un taux de rendement des capitaux propres de 8,64 % pour 2008, et comprenait un plan visant à réduire le nombre de catégories tarifaires pour ses clients et à consolider, ou harmoniser, les tarifs de ses catégories tarifaires existantes en fonction des nouvelles catégories proposées.

Le 18 décembre 2008, la CEO a rendu une décision approuvant la quasi-totalité des dépenses des programmes des travaux en date du 1er mai 2008, décision qui prendra effet le 1er février 2009. La CEO a également approuvé le recouvrement des dépenses à l'égard des compteurs intelligents engagées avant la fin de 2007. Les dépenses ultérieures continueront d'être consignées dans les comptes de report en vue de leur recouvrement futur. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé la mise sur pied du compte de recouvrement des produits (« CRP ») qui servira à constater l'écart entre les produits générés par les tarifs de distribution actuels et ceux découlant des nouveaux tarifs. Le CRP sera recouvré sur une période de 27 mois allant du 1er février 2009 au 30 avril 2011.

Le 1er novembre 2007, Hydro One Brampton a déposé une demande de tarifs de 2008, s'appuyant à cette fin sur les politiques de la CEO en matière de coût en capital et de MTI de deuxième génération. Le 19 mars 2008, la CEO a rendu sa décision et les tarifs révisés, y compris un montant mensuel de 67 cents qui continuera d'être perçu pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent, ont été approuvés et leur date de prise d'effet a été le 1er mai 2008.

La CEO a le pouvoir général d'inclure ou d'exclure les charges, les produits, les pertes ou les gains dans les tarifs d'une période donnée, qui ne sont donc pas constatés dans les mêmes périodes que dans le cas des entreprises non règlementées. Cette modification du moment de la constatation suppose l'application de la méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, entraînant la constatation d'actifs et de passifs réglementaires. Les actifs réglementaires de la société représentent certaines sommes à recevoir de clients futurs et les coûts reportés à des fins comptables parce que, selon toute vraisemblance, ils seront recouvrés dans les tarifs futurs. De plus, la société a comptabilisé des passifs réglementaires qui représentent les montants des charges engagées au cours de périodes différentes de celles où elles l'auraient été si la société avait été non réglementée. La société évalue continuellement la probabilité que soit recouvré chacun de ses actifs réglementaires et persiste à croire qu'il est probable que la CEO considérera ses actifs et passifs réglementaires dans l'établissement de tarifs futurs. Si la société jugeait, ultérieurement, qu'il n'était plus probable que la CEO inclue un actif ou passif réglementaire dans les tarifs futurs, la valeur comptable en question serait imputée aux résultats d'exploitation de la période où cette évaluation est faite. Des actifs et des passifs réglementaires précis sont présentés à la note 7.

Constatation et répartition des produits
Les produits tirés du transport sont recouvrés dans les tarifs approuvés par la CEO, lesquels sont fondés sur des besoins en matière de produits approuvés qui comportent un taux de rendement. Ces produits sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est transportée et livrée aux clients.

Les produits tirés de la distribution d'électricité sont fondés sur des tarifs de distribution approuvés par la CEO et sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est livrée aux clients. La société estime les produits mensuels de la période en fonction des achats de gros d'électricité, parce que les compteurs des clients ne font généralement pas l'objet d'une lecture à la fin de chaque mois. Les produits non facturés inclus dans les débiteurs au 31 décembre 2008 totalisaient 383 millions de dollars (413 millions de dollars en 2007).

Les produits tirés de la distribution comprennent également un montant pour le programme de protection tarifaire pour les clients résidentiels en région rurale et éloignée, qui est reçu de la société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE »), d'après un tarif standard pour la clientèle qui est approuvé par la CEO. La loi actuelle offre une protection tarifaire à des catégories prescrites de consommateurs résidentiels en région rurale et éloignée en réduisant les tarifs d'électricité qui s'appliqueraient autrement.

Les produits sectoriels pour le transport, la distribution et d'autres unités d'exploitation incluent aussi des produits liés à la vente d'autres services et d'équipement. Ces produits sont constatés lorsque les services sont fournis ou lorsque l'équipement est livré.

Impôts sur le bénéfice des sociétés et impôts sur le capital

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Hydro One est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la SFIEO). Ces paiements sont calculés selon les règles de calcul du bénéfice et du capital imposable et d'autres montants pertinents, prévues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ainsi que dans la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), modifiées par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et les règlements y afférents.

La société comptabilise des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés pour ses entreprises réglementées selon la méthode des impôts exigibles, comme l'exige la CEO. Aux termes de cette méthode, aucune provision n'est constituée pour tenir compte des impôts futurs à l'égard des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. Lorsque des impôts futurs non comptabilisés deviennent exigibles, il est prévu qu'ils seront inclus dans les tarifs approuvés par la CEO et récupérés alors auprès des clients de Hydro One. Les paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés relatifs aux entreprises non réglementées de la société sont comptabilisés selon la méthode axée sur le bilan.

Matières et fournitures

Les matières et les fournitures représentent les matières consommables, les pièces de rechange et les matériaux de construction acquis pour la construction interne et l'entretien des immobilisations corporelles. Ces actifs sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux montants.

Avec prise d'effet le 1er janvier 2008, la société a adopté rétrospectivement les recommandations du chapitre 3031, « Stocks » du *Manuel* de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (le « *Manuel de l'ICCA* ») et a reclassé les chiffres correspondants des périodes antérieures. Ce nouveau chapitre exige que certaines pièces de rechange et pièces de sécurité principales soient reclassées des stocks aux immobilisations corporelles. Le nouveau chapitre du *Manuel de l'ICCA* permet aussi que le montant d'une dépréciation des stocks constatée antérieurement fasse l'objet d'une reprise lorsqu'il y a des indications d'une augmentation de la valeur nette de réalisation.

La société inclut déjà certaines des pièces de sécurité principales dans les immobilisations corporelles en service et elle les amortit sur leur durée de vie utile. Au moment de l'adoption des recommandations du nouveau chapitre au premier trimestre de 2008, la société a reclassé des composantes et de l'équipement qu'elle classait auparavant dans les « stocks de matières et de fournitures ». La société a aussi reclassé au même moment des terrains destinés à une utilisation future des « immobilisations corporelles en service » aux « terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future ». Les terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future ne sont amortis qu'au moment de leur transfert dans des projets d'immobilisations actifs qui viennent d'être mis en service.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont capitalisées au coût, qui comprend le coût des matières et de la main-d'œuvre, les frais d'ingénierie, les coûts indirects, l'amortissement de l'équipement de service et la répartition approuvée par la CEO des fonds utilisés pendant la construction applicables aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises réglementées ou les intérêts s'appliquant aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises non réglementées.

Les immobilisations corporelles en service comprennent les actifs liés au transport, à la distribution, aux communications ainsi qu'à l'administration et au service et les servitudes. Elles incluent aussi les actifs qui seront utilisés ultérieurement comme les terrains, les composantes et pièces de rechange importantes ainsi que les coûts de développement capitalisés relatifs à des projets d'investissement reportés.

Certains des actifs de la société liés au transport et à la distribution, surtout ceux qui se trouvent sur des servitudes et des droits de passage qu'elle ne détient pas, peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, conditionnelles ou sans autre précision. La majorité des servitudes et des droits de passage de la société sont soit perpétuels, soit renouvelés automatiquement chaque année. Les droits fonciers d'une durée déterminée sont généralement prolongés ou renouvelés. Comme la société s'attend à utiliser la majeure partie de ses actifs installés pendant une période indéterminée, aucune date de retrait ne peut être déterminée, d'où l'impossibilité d'estimer la juste valeur de la plupart des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations connexes à l'heure actuelle. S'il devient possible d'estimer la juste valeur du coût du retrait des actifs que la société est tenue de retirer aux termes de la loi, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera alors constatée.

Transport

Les actifs liés au transport incluent les immobilisations utilisées pour le transport de l'électricité sous haute tension, comme les lignes de transport, les structures de soutien, les fondations, les isolants, l'équipement de raccordement et les installations de mise à la terre, ainsi que les immobilisations utilisées pour augmenter la tension de l'électricité provenant des centrales en ce qui concerne le transport et pour réduire la tension en ce qui concerne la distribution, comme les transformateurs, les disjoncteurs et les commutateurs.

Distribution

Les actifs liés à la distribution incluent les immobilisations se rapportant à la distribution d'électricité sous basse tension, comme les lignes de distribution, les poteaux, les commutateurs, les transformateurs, les dispositifs de protection et les compteurs.

Communications

Les actifs liés aux communications incluent le système radio à micro-ondes et à fibres optiques, le fil de terre à fibres optiques, les pylônes, l'équipement téléphonique et les bâtiments qui y sont associés.

Administration et service

Les actifs liés à l'administration et au service incluent les bâtiments administratifs, les principaux systèmes informatiques, les ordinateurs personnels, l'équipement de transport et de travail, les outils, les véhicules et certaines immobilisations corporelles mineures.

Servitudes

Les servitudes incluent les droits prévus par la loi découlant de l'usage de couloirs de transport et de terrains voisins accordés en vertu de la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* ainsi que les autres montants liés aux droits d'accès.

Immobilisations en cours

Les coûts indirects, y compris les coûts des fonctions et des services du siège social, sont capitalisés selon la méthode du coût entier, conformément à la méthodologie approuvée par la CEO. Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction sont capitalisés selon la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, approuvée par la CEO (5,32 % en 2008 et 5,20 % en 2007).

Amortissement

Le coût en capital des immobilisations corporelles est amorti selon la méthode linéaire, sauf pour l'équipement de transport et de travail, qui est amorti selon la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant.

La société effectue périodiquement un examen externe des taux d'amortissement de ses immobilisations corporelles tel qu'il est exigé par la CEO. Le dernier examen a entraîné une modification des taux avec prise d'effet le 1er janvier 2007. Un sommaire des taux d'amortissement des diverses catégories d'actifs figure ci-dessous :

	Taux	
	Fourchette	Moyenne
Transport	1 %–4 %	2 %
Distribution	1 %–13 %	2 %
Communications	1 %–13 %	5 %
Administration et service	1 %–20 %	8 %

Les taux d'amortissement des servitudes sont fondés sur la durée du contrat. La plupart des servitudes sont détenues à perpétuité et ne sont pas amorties.

Selon les pratiques d'amortissement par classes homogènes, le coût d'origine de la mise hors service normale des immobilisations corporelles est imputé à l'amortissement cumulé, mais aucun gain ni aucune perte à cet égard n'apparaît dans les résultats d'exploitation. Les gains et les pertes sur la vente d'immobilisations corporelles, de même que les pertes causées par une mise hors service prématurée, sont imputés aux résultats d'exploitation à titre d'ajustements de la charge d'amortissement. La charge d'amortissement comprend également les coûts de retrait des immobilisations corporelles.

Les durées de vie utile des immobilisations corporelles sont revues régulièrement. Les changements découlant de cette révision sont appliqués sur la durée de vie utile restante, conformément à leur inclusion dans les tarifs.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût des entreprises de distribution locale acquises sur la juste valeur de l'actif net identifiable acquis, et des tests de dépréciation sont appliqués tous les ans, ou plus souvent si les circonstances l'exigent. La dépréciation de l'écart d'acquisition est mesurée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à la valeur comptable sous-jacente des actifs nets de cette unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, toute réduction de la valeur comptable de l'écart d'acquisition étant imputée aux résultats d'exploitation. La société a établi que l'écart d'acquisition n'a pas subi de dépréciation. La totalité de l'écart d'acquisition est attribuable au secteur de la distribution.

Escomptes et primes sur la dette

Les escomptes et les primes sont amortis sur la durée de la dette connexe selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Instruments financiers

Résultat étendu

Le résultat étendu est composé du bénéfice net et des autres éléments du résultat étendu de la société. Les autres éléments du résultat étendu comprennent l'amortissement des pertes nettes non amorties découlant des opérations de couverture de flux de trésorerie abandonnées, et les variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie en vigueur pour autant que la couverture soit efficace. La société amortit ses pertes de couverture non amorties découlant des opérations de couverture de flux de trésorerie abandonnées dans les charges de financement selon la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée des titres d'emprunt couverts.

Actifs et passifs financiers

Tous les instruments financiers sont classés dans l'une des cinq catégories suivantes : placements détenus jusqu'à l'échéance, prêts et créances, détenus à des fins de transaction, autres passifs ou disponibles à la vente. Tous les instruments financiers, y compris les dérivés, sont comptabilisés à la juste valeur au bilan consolidé à l'exception des prêts et créances, des placements détenus jusqu'à l'échéance et des autres passifs financiers, qui sont évalués au coût après amortissement. Les instruments financiers détenus à des fins de transaction sont évalués à leur juste valeur et tous les gains et pertes sont inclus dans les charges de financement de la période au cours de laquelle ils se produisent. Les instruments financiers disponibles à la vente sont évalués à leur juste valeur et les gains et les pertes de réévaluation sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que l'instrument soit retiré du bilan ou déprécié. La société a classé ses instruments financiers de la façon suivante :

Trésorerie et équivalents de trésorerie	Détenu à des fins de transaction
Débiteurs	Prêts et créances
Placements à court terme	Détenus jusqu'à l'échéance/détenu à des fins de transaction
Swap fixe-variable	Non classé
Débiteurs à long terme	Prêts et créances
Dette bancaire	Autres passifs
Créditeurs	Autres passifs
Billets à court terme à payer	Autres passifs
Dette à long terme (sauf indication contraire)	Autres passifs
Billet à moyen terme de série 8	Désigné comme étant détenu à des fins de transaction
Billet à moyen terme de série 14	Non classé

Les placements à court terme sont généralement classés comme étant détenus jusqu'à l'échéance, toutefois, la société se réserve le droit de classer des groupes de placements comme étant détenus à des fins de transaction, lorsqu'elle n'a pas l'intention de détenir ces groupes d'actifs jusqu'à leur échéance. La documentation relative aux placements à court terme est établie à la mise en place de ces derniers.

Le billet à moyen terme de série 8 constituait une obligation à taux croissant et il est arrivé à échéance le 15 mai 2008. (Voir les notes 8 et 9.) Dans le cas d'une couverture économique, comme dans le cas du billet à moyen terme de série 8 et du swap de taux d'intérêt correspondant, la société a choisi l'application de l'option de la juste valeur sans recours à la comptabilité de couverture.

Dans le cas de titres d'emprunt désignés dans le cadre d'une relation de couverture, comme tel est le cas pour le billet à moyen terme de série 14, les titres à long terme ne sont pas classés.

Tous les instruments financiers sont comptabilisés à la date de transaction.

Dérivés et comptabilité de couverture

Tous les instruments dérivés, y compris les dérivés incorporés, sont comptabilisés à leur juste valeur au bilan consolidé sauf s'ils font l'objet d'une exclusion dans le cadre du traitement d'instruments dérivés à titre d'achats ou de ventes d'éléments non financiers ou s'il est présumé que les caractéristiques économiques et les risques du dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques du contrat hôte. Toutes les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les charges de financement à moins que la comptabilité de couverture de flux de trésorerie ne soit appliquée, auquel cas les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu pour autant que la couverture soit efficace.

La société ne prend pas part à des activités de négociation ou de spéculation touchant les instruments dérivés.

La société procède régulièrement à la mise au point de stratégies de couverture en tenant compte des objectifs de gestion des risques. À la mise en place d'une relation de couverture, la société établit une documentation qui comprend l'objectif en matière de gestion des risques pour la mise en place de la relation de couverture, la détermination des éléments couverts et des éléments de couverture, la nature du risque précis qui fait l'objet d'une couverture et la méthode d'évaluation de l'efficacité de la relation de couverture. La société évalue également, lors de la mise en place et de façon continue par la suite, l'efficacité des éléments de couverture utilisés pour contrebalancer les variations de la juste valeur ou de flux de trésorerie des éléments couverts.

Coûts de transaction
Les coûts de transaction des actifs et passifs financiers qui ne sont pas classés parmi les instruments détenus à des fins de transaction sont ajoutés à la valeur comptable de l'actif ou du passif, puis sont amortis sur la durée de vie prévue de l'instrument selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Informations à fournir sur les instruments financiers et présentation
Avec prise d'effet le 1er janvier 2008, la société a adopté deux nouvelles normes comptables du *Manuel de l'ICCA*, soit le chapitre 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », et le chapitre 3863, « Instruments financiers -présentation ». L'adoption de la nouvelle norme portant sur les informations à fournir oblige la société à mettre davantage l'accent sur les informations à fournir à l'égard des risques liés aux instruments financiers tant comptabilisés que non comptabilisés. Ces informations supplémentaires sont fournies à la note 9. L'adoption de la nouvelle norme portant sur la présentation reprend telles quelles les obligations en matière d'informations à fournir établies dans le chapitre 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation », et elle n'a donc eu aucune incidence sur les états financiers consolidés.

Informations à fournir concernant le capital
Avec prise d'effet le 1er janvier 2008, la société a adopté une nouvelle norme comptable du *Manuel de l'ICCA*, soit le chapitre 1535, « Informations à fournir concernant le capital ». L'adoption de ces nouvelles normes oblige la société à fournir des informations qualitatives et quantitatives concernant son capital et la façon dont elle le gère. Ces informations sont fournies à la note 10.

Avantages sociaux futurs
Les avantages sociaux futurs offerts par Hydro One comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance vie, un régime d'assurance médicale et un régime d'assurance invalidité à long terme.

Selon les ordonnances tarifaires de la CEO, les coûts liés au régime de retraite sont comptabilisés lorsque les cotisations patronales sont versées à la caisse de retraite, conformément à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Des évaluations actuarielles sont effectuées tous les trois ans, au minimum. Les coûts liés au régime de retraite sont aussi calculés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les coûts liés au régime de retraite sont calculés de manière actuarielle à l'aide de la méthode de répartition des prestations au prorata des services et d'après les hypothèses les plus probables de la direction quant à l'incidence d'événements futurs, y compris les hausses salariales futures, sur la valeur actuarielle des prestations constituées. L'actif au titre des prestations constituées du régime de retraite, comprenant principalement des titres de participation cotés en Bourse et des titres de créance de gouvernements et de sociétés, est évalué à partir des justes valeurs. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime et tous les gains et toutes les pertes actuariels sont amortis de manière linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Des actuaires indépendants déterminent les coûts en utilisant la méthode de répartition des prestations au prorata des services en se fondant sur les hypothèses les plus probables de la direction. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime ainsi que les gains et les pertes actuariels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les coûts des avantages sociaux futurs sont attribués à la main-d'œuvre et imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés dans le coût des immobilisations corporelles.

Coûts environnementaux
Hydro One constate un passif pour les dépenses futures estimatives associées à l'évaluation et à la remise en état des sites contaminés ainsi qu'au retrait progressif et à la destruction de l'huile minérale contaminée aux biphényles polychlorés (« BPC ») de l'équipement électrique, d'après la valeur actualisée de ces dépenses futures estimatives. Comme la société prévoit continuer à recouvrer les dépenses connexes au moyen des tarifs futurs, un actif réglementaire a été constaté pour tenir compte du recouvrement futur de ces coûts auprès des clients. Hydro One revoit régulièrement ses estimations des dépenses futures liées à l'environnement.

Recours à des estimations

La préparation des états financiers selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable des actifs et des passifs, sur les informations relatives aux actifs et aux passifs éventuels à la date du bilan ainsi que sur la valeur comptable des produits et des charges de l'exercice. Les résultats réels pourraient différer des estimations, notamment en raison de futures décisions prises par la CEO ou la province.

Modifications comptables récentes

Impôts sur le bénéfice

En août 2007, le Conseil des normes comptables (« CNC ») du Canada a rendu une décision, avec prise d'effet le 1er janvier 2009, qui vise à éliminer l'exemption temporaire prévue au chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus », du *Manuel de l'ICCA*, qui permet la comptabilisation et l'évaluation des actifs et des passifs résultant de la réglementation des tarifs. Il a aussi modifié le chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », du *Manuel de l'ICCA* afin d'exiger la comptabilisation de passifs et d'actifs d'impôts futurs des entreprises à tarifs réglementés qui n'étaient pas assujetties à ces dispositions auparavant. La société devra donc présenter dans son bilan consolidé, l'incidence de l'adoption de la méthode axée sur le bilan aux fins de la comptabilisation des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés et un actif réglementaire correspondant. La société évalue actuellement l'incidence de la décision du CNC sur son bilan consolidé.

Écart d'acquisition et actifs incorporels

En novembre 2007, le CNC a approuvé le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel de l'ICCA*. Ce nouveau chapitre s'applique aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels de Hydro One pour l'exercice 2009. La société est en voie d'évaluer le classement de certains actifs afin de déterminer s'ils répondent à la définition d'actifs incorporels. Les actifs qui pourraient éventuellement être reclassés comprennent les droits fonciers et les servitudes, certains logiciels, les droits d'utilisation incontestables des télécommunications et les montants versés à d'autres entités en guise qu'apports de capital. Ce nouveau chapitre ne devrait pas avoir d'incidence sur l'écart d'acquisition ni sur les résultats d'exploitation de la société.

3. AMORTISSEMENT

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Amortissement des immobilisations corporelles en service	**418**	384
Coûts de retrait d'immobilisations corporelles	**46**	39
Amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs	**84**	98
	548	521

4. CHARGES DE FINANCEMENT

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Intérêts sur les billets à court terme à payer	**2**	4
Intérêts sur la dette à long terme à payer	**331**	308
Intérêts courus sur les actifs réglementaires	**2**	–
Divers	**–**	7
Déduire : les intérêts capitalisés sur les immobilisations en cours	**(36)**	(24)
les intérêts gagnés sur les placements	**(7)**	(5)
l'amortissement de l'escompte sur la dette	**–**	5
	292	295

5. PROVISION POUR PAIEMENTS EN REMPLACEMENT DES IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE DES SOCIÉTÉS

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés (« PER ») diffère du montant qui aurait été comptabilisé d'après le taux d'imposition du gouvernement fédéral canadien et de l'Ontario combiné prévu par la loi. Le rapprochement entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition réel est comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Bénéfice avant provision pour PER	**611**	604
Taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario prévu par la loi	**33,50 %**	36,12 %
Provision pour PER au taux prévu par la loi	**205**	218
Augmentation (diminution) découlant de ce qui suit :		
Écarts temporaires nets :		
Montants liés au transport (payés) reçus mais non constatés à des fins comptables	**(34)**	25
Déduction pour amortissement supérieure à l'amortissement	**(32)**	(9)
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	**15**	17
Excédent des cotisations au régime de retraite sur la charge de retraite	**(13)**	(13)
Coûts indirects capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	**(12)**	(12)
Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	**(11)**	(9)
Montants liés à la distribution payés mais non constatés à des fins comptables	**(8)**	–
Excédent de la charge au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sur les paiements au comptant	**6**	7
Dépenses liées à l'environnement	**(5)**	(4)
Divers	–	(5)
Écarts temporaires nets	**(94)**	(3)
Écarts permanents nets	**2**	(10)
Provision pour PER	**113**	205
Taux d'imposition effectif	**18,49 %**	33,94 %

Les impôts futurs se rapportant aux entreprises réglementées n'ont pas été comptabilisés, car ils devraient être recouvrés au moyen des revenus futurs. Au 31 décembre 2008, des passifs d'impôts futurs de 332 millions de dollars (253 millions de dollars en 2007), qui sont fondés sur les taux d'imposition pratiquement en vigueur et des lois qui devraient s'appliquer lorsque les écarts temporaires se résorberont, n'ont pas été comptabilisés. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la provision pour PER de la société aurait été constatée selon la méthode axée sur le bilan plutôt que selon la méthode des impôts exigibles. Par conséquent, la provision pour PER aurait été plus élevée d'environ 79 millions de dollars (plus élevée de 28 millions de dollars en 2007), y compris l'incidence d'un changement des taux d'imposition pratiquement en vigueur.

De même, les actifs d'impôts futurs se rapportant aux entreprises non réglementées n'ont pas été comptabilisés, étant donné qu'ils ne respectaient pas les critères permettant d'établir que la réalisation des économies d'impôts est « plus probable qu'improbable ». Au 31 décembre 2008, des actifs d'impôts futurs de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2007), selon les taux d'imposition et les lois pratiquement en vigueur, n'avaient pas été comptabilisés.

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Immobilisations corporelles	Amortissement cumulé	Immobilisations en cours	Total
2008				
Transport	**8 995**	**3 307**	**659**	**6 347**
Distribution	**6 317**	**2 266**	**165**	**4 216**
Communications	**773**	**342**	**54**	**485**
Administration et service	**1 164**	**588**	**85**	**661**
Servitudes	**487**	**77**	**–**	**410**
	17 736	**6 580**	**963**	**12 119**
2007				
Transport	8 725	3 152	370	5 943
Distribution	5 907	2 133	115	3 889
Communications	739	305	58	492
Administration et service	1 000	556	79	523
Servitudes	485	74	–	411
	16 856	6 220	622	11 258

Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction sont capitalisés, y compris la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des actifs réglementés et l'intérêt applicable aux actifs non réglementés, et ils ont totalisé 36 millions de dollars en 2008 (24 millions de dollars en 2007).

7. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Les actifs et les passifs réglementaires résultent du processus de tarification. Hydro One a enregistré les actifs et les passifs réglementaires suivants :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Actifs réglementaires :		
Environnement	**253**	65
Compte de recouvrement d'actif réglementaire II	**43**	66
Compte de recouvrement des produits	**25**	–
Compte d'écarts lié à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée	**17**	4
Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite	**–**	42
Compte de recouvrement d'actif réglementaire I	**–**	19
Divers	**17**	13
Total des actifs réglementaires	**355**	209
Déduire la tranche échéant à moins de un an	**64**	103
	291	106

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Passifs réglementaires :		
Coûts de retraite reportés	**441**	380
Compte de remboursement de passif réglementaire	**73**	43
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	**31**	7
Frais d'exportation et de transit	**27**	38
Compte de recouvrement d'actif réglementaire I	**19**	–
Compte de report lié aux produits	**–**	73
Mécanisme de partage du bénéfice tiré du transport	**–**	28
Divers	**16**	10
Total des passifs réglementaires	**607**	579
Déduire la tranche échéant à moins de un an	**43**	114
	564	465

Actifs réglementaires

Environnement

Hydro One comptabilise un passif au titre des dépenses futures estimatives à engager pour remettre en état les sites contaminés dans le passé (voir la note 12). Étant donné que ces dépenses sont censées être recouvrables au moyen des tarifs futurs, la société a comptabilisé un montant équivalent à titre d'actif réglementaire, y compris un montant supplémentaire comptabilisé en 2008 du fait de la réglementation définitive visant les BPC. Cet actif réglementaire devrait être porté progressivement en résultat d'une manière conforme au modèle des dépenses réelles qui doivent, selon les prévisions, être engagées jusqu'à l'exercice 2025. La CEO a la possibilité d'examiner et d'évaluer la prudence de toutes les dépenses réglementaires futures de Hydro One et le moment où elles sont toutes recouvrées. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été plus élevées de 195 millions de dollars (3 millions de dollars en 2007). Par ailleurs, la charge d'amortissement de 2008 aurait été moins élevée de 14 millions de dollars (12 millions de dollars en 2007) et les charges de financement auraient été plus élevées de 7 millions de dollars (4 millions de dollars en 2007).

Compte de recouvrement d'actif réglementaire II (CRAR II)
Le 12 avril 2006, la CEO a rendu publique une décision concernant la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks. Dans le cadre de sa décision, la CEO a aussi approuvé les soldes du compte de report lié à la distribution dont le recouvrement a été demandé par Hydro One. La CEO a ordonné que les soldes approuvés soient recouvrés de manière linéaire au cours de la période de quatre ans allant du 1er mai 2006 au 30 avril 2010. Le CRAR II comprend les montants liés au règlement de détail et aux écarts de coûts ainsi que les montants des services à basse tension de l'entreprise de distribution, majorés des intérêts courus. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la charge d'amortissement de 2008 aurait été moins élevée d'environ 23 millions de dollars (23 millions de dollars en 2007). En outre, les charges de financement connexes auraient été plus élevées de 2 millions de dollars (3 millions de dollars en 2007).

Compte de recouvrement des produits (CRP)
Le 18 décembre 2008, la CEO a annoncé sa décision concernant la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks. Les tarifs approuvés prennent effet le 1er mai 2008 et la date de mise en application est le 1er février 2009. La CEO a approuvé la mise en place du CRP afin de comptabiliser l'écart relatif aux produits entre les tarifs de transport existants et les nouveaux tarifs. La CEO a publié une ordonnance selon laquelle les exigences approuvées en matière de produits seront recouvrées rétroactivement, au moyen d'un avenant tarifaire, sur une période de 27 mois commençant le 1er février 2009 et se terminant le 30 avril 2011.

Compte d'écarts lié à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée
Hydro One reçoit de la SIERE des montants au titre de la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée. Une tranche de ces montants est versée à l'égard des clients résidentiels de Hydro One Networks qui sont admissibles à une protection des tarifs. En 2002, la CEO a approuvé un mécanisme visant à recouvrer les montants du compte d'écarts lié à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée par l'entremise des frais de service du marché de gros. Les écarts entre les montants versés à Hydro One par la SIERE et les montants fixes admissibles en vertu de la réglementation sont consignés par la société dans le compte d'écarts lié à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée en attendant que ces écarts soient réglés à une date ultérieure.

Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite
Les avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice, comme l'exigent les PCGR du Canada. La CEO a permis le recouvrement des coûts des services passés, qui ont découlé de l'adoption de la méthode de la comptabilité d'exercice, dans les besoins en matière de produits selon la méthode linéaire sur une période de dix ans. Par conséquent, en 1999, Hydro One a enregistré un actif réglementaire d'un solde initial de 419 millions de dollars pour tenir compte de ce traitement réglementaire. Cet actif réglementaire a été entièrement recouvré. En 2007, il subsistait une période de recouvrement résiduelle de un an et cet actif n'avait donné aucun rendement. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la charge d'amortissement de 2008 aurait été moins élevée de 42 millions de dollars (42 millions de dollars en 2007).

Compte de recouvrement d'actif réglementaire I (CRAR I)
Le 9 décembre 2004, la CEO a rendu publique une décision quant à la prudence des soldes du compte de report lié à la distribution, dont le recouvrement a été demandé par Hydro One dans sa demande du 31 mai 2004. Les montants dont le recouvrement avait été approuvé représentaient les soldes engagés avant le 31 décembre 2003, majorés des intérêts connexes. La CEO a ordonné que les montants approuvés soient regroupés en un seul compte réglementaire pour être recouvrés de manière linéaire au cours de la période se terminant le 30 avril 2008. Le CRAR I comprenait les montants liés aux services à basse tension de l'entreprise de distribution, les dépenses liées à l'environnement reportées qui ont été engagées en 2001 et en 2002, les dépenses de préparation au marché reportées, les montants des écarts liés au règlement de détail et les autres montants étant constitués essentiellement des intérêts courus. Hydro One Networks a accumulé un passif net dans son CRAR I depuis le 1er mai 2008 en raison de la prorogation de l'avenant tarifaire, passif net dont l'élimination sera assujetti à un examen futur par la CEO. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la charge d'amortissement de 2008 aurait été moins élevée de 5 millions de dollars (20 millions de dollars en 2007). Par ailleurs, les charges de financement connexes seraient demeurées inchangées (plus élevées de 1 million de dollars en 2007).

Passifs réglementaires

Coûts de retraite reportés

Conformément à l'ordonnance tarifaire transitoire de 1999 de la CEO, les coûts de retraite sont comptabilisés dans les résultats d'exploitation lorsque les cotisations patronales sont versées au régime de retraite. L'actif au titre des prestations constituées de la société représente l'écart cumulatif entre les cotisations patronales et les coûts de retraite, et le passif réglementaire au titre des coûts de retraite reportés découle de la constatation par la société, selon les directives de la CEO, des produits et des charges dans des périodes différentes de celles de la constatation de ces mêmes produits et charges pour une entreprise non réglementée. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été moins élevées de 38 millions de dollars (plus élevées de 1 million de dollars en 2007).

Compte de remboursement du passif réglementaire (« CRPR »)

Le 18 décembre 2008, la CEO a annoncé sa décision concernant la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks. Dans le cadre de cette décision, la CEO a également approuvé certains soldes du compte de report lié à la distribution dont le recouvrement a été demandé par Hydro One. Les montants pour lesquels un recouvrement a été approuvé sont constitués des soldes engagés avant le 30 avril 2008, majoré des intérêts connexes. La CEO a ordonné que les montants approuvés soient réunis dans un compte réglementaire unique et être recouvrés sur la période de 27 mois allant du 1er février 2009 au 30 avril 2011. Le CRPR comprend des montants au titre d'écarts liés au règlement de détail et des montants au titre de variations des impôts reportés.

Comptes d'écarts liés au règlement de détail

Hydro One a reporté certains montants au titre d'écarts liés au règlement de détail en vertu des dispositions de l'article 490 de l'Accounting Procedures Handbook de la CEO. La décision de la CEO du 9 décembre 2004 a permis le recouvrement des écarts liés au règlement de détail cumulés avant le 31 décembre 2003, y compris les intérêts, dans le CRAR I. La décision de la CEO du 12 avril 2006 a permis le recouvrement des écarts liés au règlement de détail cumulés dans le CRAR II depuis le 1er janvier 2004 et prévus jusqu'au 30 avril 2006, y compris les intérêts. La décision rendue par la CEO le 18 décembre 2008 a permis le recouvrement des montants au titre d'écarts liés au règlement de détail accumulés dans le CRP entre le 1er mai 2006 et le 30 avril 2008, y compris les intérêts. La société a accumulé un passif net dans ses comptes d'écarts liés au règlement de détail depuis le 1er mai 2008 et prévoit que la CEO tiendra compte du solde net de ce compte réglementaire dans le cadre de l'établissement des tarifs futurs.

Frais d'exportation et de transit

Conformément aux règles du marché de la SIERE, des frais d'exportation et de transit sont recouvrés par la SIERE et versés à Hydro One à raison de 1 $ le MW sur l'électricité exportée à l'extérieur de l'Ontario. Les sommes recouvrées au titre de ces frais d'exportation et de transit, majorées des intérêts, ont été prises en compte dans les besoins en matière de produits de l'entreprise de transport de Hydro One, dans le cadre de sa demande de tarification générale pour le transport présentée à la CEO en septembre 2006. Le 16 août 2007, la CEO a rendu sa décision concernant la demande relative aux tarifs de transport de la société et a approuvé les montants finaux et la façon de régler les frais d'exportation et de transit. Les frais d'exportation et de transit seront pris en compte dans les tarifs sur une période de quatre ans se terminant le 31 décembre 2010.

Compte de report lié aux produits (« CRP »)

Le 30 mars 2007, la CEO a rendu une décision approuvant l'établissement du compte de report lié aux produits afin de comptabiliser l'écart relatif aux produits entre les tarifs de transport existants et les nouveaux tarifs qui devaient être approuvés plus tard au cours de l'exercice. Le nouveau compte de report devait représenter l'écart relatif aux produits entre les tarifs existants et futurs pour la période commençant le 1er janvier 2007. Le 16 août 2007, dans sa décision relative aux tarifs de transport de 2007 et 2008 de Hydro One Networks, la CEO a approuvé les montants finaux et la façon de régler le passif au titre du compte de report lié aux produits, qui seront retournés aux clients au cours de la période de 14 mois se terminant le 31 décembre 2008.

Mécanisme de partage du bénéfice (« MPB ») tiré du transport

Le 21 février 2006, la CEO a annoncé une décision d'appliquer un mécanisme de partage du bénéfice afin de partager également, entre l'actionnaire de la société et les contribuables, tout bénéfice tiré du transport qui dépasse le taux de rendement approuvé de 9,88 %, pour la période allant du 1er janvier 2006 jusqu'à la date d'établissement de nouveaux tarifs. Par conséquent, 50 % du bénéfice excédentaires de la société ont été reportés comme passif réglementaire. Le 30 mars 2007, la CEO a publié une décision ordonnant que le mécanisme de partage du bénéfice tiré du transport cesse à compter du 31 décembre 2006. Le mécanisme de partage du bénéfice a été pris en compte dans l'établissement des besoins en matière de produits de Hydro One Networks pour 2007 et 2008. Le 16 août 2007, dans sa décision relative aux tarifs de transport de 2007 et 2008 de Hydro One Networks, la CEO a approuvé les montants finaux et la façon d'appliquer le mécanisme de partage du bénéfice tiré du transport qui ont été retournés aux clients au cours de la période de 14 mois terminée le 31 décembre 2008, conformément à la décision.

8. DETTE

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Dette à long terme :		
Billets, 4,70 % échéant en 2008[1]	**–**	40
Billets, 4,00 % échéant en 2008	**–**	500
Billets, 3,95 % échéant en 2009	**400**	400
Débentures, 7,15 % échéant en 2010	**400**	400
Billets, 3,89 % échéant en 2010	**100**	–
Billets, 4,08 % échéant en 2011[2]	**250**	–
Billets, 6,40 % échéant en 2011	**250**	250
Billets, 5,77 % échéant en 2012	**600**	600
Billets 5,00 %, échéant en 2013	**400**	–
Billets, 4,64 % échéant en 2016	**450**	450
Billets, 5,18 % échéant en 2017	**600**	300
Débentures, 7,35 % échéant en 2030	**400**	400
Billets, 6,93 % échéant en 2032	**500**	500
Billets, 6,35 % échéant en 2034	**385**	385
Billets, 5,36 % échéant en 2036	**600**	600
Billets, 4,89 % échéant en 2037	**400**	400
Billets, 6,59 % échéant en 2043	**315**	315
Billets, 5,00 % échéant en 2046	**75**	75
	6 125	5 615
Ajouter les pertes de couverture non réalisées[2]	**15**	–
Déduire : la tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	**(400)**	(540)
les primes non amorties, montant net	**20**	13
les frais d'émission des titres d'emprunt non amortis	**(27)**	(25)
Dette à long terme	**5 733**	5 063

[1] Billet à taux croissant (billet à moyen terme de série 8), de 4,10 % et allant à 6,40 %, pouvant être prorogé jusqu'en 2011, arrivé à échéance le 15 mai 2008.

[2] La perte de couverture non réalisée se rapporte au billet à moyen terme de série 14, comptabilisé comme couverture de juste valeur. La perte de couverture non réalisée est compensée par le gain non réalisé de 15 millions de dollars lié au swap de taux d'intérêt fixe-variable.

La dette à court terme représente les billets aux termes du programme de papier commercial de la société. Les billets sont libellés en dollars canadiens et ont diverses échéances ne dépassant pas 365 jours. En 2008, les billets portaient intérêt au taux moyen pondéré de 3,0 %.

Hydro One a obtenu auprès d'un syndicat bancaire une facilité de crédit de soutien renouvelable consentie et inutilisée de 1 000 millions de dollars échéant en août 2010. Si cette facilité est utilisée, l'encours portera intérêt à un taux fondé sur les taux de référence canadiens. Cette facilité appuie le programme de papier commercial de la société.

La société émet des billets pour le financement à long terme de son programme de billets à moyen terme. Le 10 novembre 2008, Hydro One a émis de nouveaux billets constitués de billets à moyen terme d'un montant en capital de 400 millions de dollars, d'une durée de cinq ans et assortis d'un taux d'intérêt nominal de 5,0 %. Les billets viennent à échéance le 12 novembre 2013. Le 19 novembre 2008, Hydro One a émis des billets aux termes de son programme de billets à moyen terme. Cette émission visait des billets à moyen terme d'un montant en capital de 100 millions de dollars, d'une durée de deux ans et assortis d'un taux d'intérêt nominal de 3,89 %. Ces billets viennent à échéance le 19 novembre 2010.

Le montant maximal du capital que la société est autorisée à émettre en vertu de ce programme s'élève à 2 500 millions de dollars, et au 31 décembre 2008, une tranche de 1 150 millions de dollars de ce montant pouvait encore être prélevée.

La dette à long terme, libellée en dollars canadiens, n'est pas garantie. Elle est présentée à la note 9 selon le nombre d'années avant l'échéance.

9. VALEUR COMPTABLE ET JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES

La valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2008 se présentait comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Autres instruments financiers utilisés à des fins de couverture	Détenus à des fins de négociation	Prêts et créances	Autres passifs financiers
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	–	–	16	–	–
Débiteurs	–	–	–	754	–
Autres actifs (long terme)	15	–	–	6	–
Passifs financiers					
Créditeurs et charges à payer[1]	–	–	–	–	766
Dette à long terme	–	265	–	–	5 868

[1] Les créditeurs et charges à payer ne comprennent pas les impôts à payer ni les dividendes à payer.

La valeur comptable de tous les instruments financiers, à l'exception de la dette à long terme, se rapproche de leur juste valeur. La juste valeur des instruments financiers dérivés reflète le montant estimatif que la société, si elle devait régler un contrat en cours, aurait dû payer ou serait en droit de recevoir à la fin de l'exercice. La juste valeur de la dette à long terme, fondée sur le cours du marché à la fin de l'exercice de la même dette ou d'une dette semblable comportant les mêmes échéances, figure dans le tableau suivant :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**		2007	
	Valeur comptable	**Juste valeur**	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme[1]	**6 125**	**6 128**	5 615	6 005

[1] La valeur comptable de la dette à long terme représente la valeur nominale des billets et des débentures, autres que le billet à moyen terme de série 8 à taux croissant, qui est évalué à la juste valeur et le billet à moyen terme de série 14 qui est désigné dans le cadre d'une relation de couverture.

L'exposition au risque de marché, au risque de crédit et au risque d'illiquidité survient dans le cours normal des activités de la société.

Risque de marché

Le risque de marché renvoie principalement au risque de pertes qui pourraient résulter des variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. La société ne court pas de risque lié aux marchandises. La société est exposée au risque de change étant donné qu'elle conclut des ententes visant l'achat de matières et d'équipement dans le cadre de son programme d'investissement et de projets, lesquelles sont libellées en devises. Le risque de change n'est pas important, toutefois, il se pourrait que la société décide d'émettre éventuellement des titres d'emprunt libellés en devises lesquels feraient ensuite l'objet d'une couverture en dollars canadiens conformément à la politique de gestion des risques de Hydro One. Hydro One est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt étant donné que le taux de rendement réglementé de l'entreprise de distribution et de l'entreprise de transport de la société est calculé à l'aide d'une formule qui repose en partie sur les rendements prévus des obligations du gouvernement du Canada à long terme. La société estime qu'une baisse de 1 % du rendement prévu des obligations du gouvernement du Canada à long terme utilisé dans le cadre de la formule actuelle de la CEO servant à déterminer le taux de rendement des capitaux propres de la société réduirait d'environ 21 millions de dollars les résultats d'exploitation de son entreprise de transport et d'environ 13 millions de dollars ceux de son entreprise de distribution.

Risque de crédit

Les actifs financiers engendrent le risque de crédit qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Au 31 décembre 2008, on ne relevait aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. La société tire ses produits d'exploitation auprès d'une vaste clientèle. Par conséquent, Hydro One n'a pas tiré de produits importants d'un seul client. Au 31 décembre 2008, aucun solde important des débiteurs n'était exigible auprès d'un seul client.

Au cours de l'exercice, la provision pour créances douteuses de la société est demeurée relativement stable à 23 millions de dollars (21 millions de dollars en 2007). Des ajustements et des radiations mineurs ont été déterminés à l'examen des comptes en souffrance en tenant compte des données historiques. Au 31 décembre 2008, environ 4 % des débiteurs de la société étaient en souffrance de plus de 60 jours.

Hydro One gère son risque de crédit lié à des contreparties au moyen de diverses techniques, notamment en concluant des opérations avec des contreparties qui jouissent d'une excellente cote de solvabilité, en limitant le niveau d'exposition global à des contreparties individuelles, comme le prévoit la politique de la société sur le risque de crédit approuvée par le conseil d'administration, en concluant des accords généraux de compensation qui prévoient un règlement sur la base du solde net et le droit contractuel d'opérer compensation et en surveillant la situation financière des contreparties. Le risque de crédit à l'égard des débiteurs ne doit pas dépasser la valeur comptable inscrite au bilan consolidé.

La société a recours à des instruments financiers dérivés pour gérer le risque de taux d'intérêt. Hydro One peut conclure des contrats sur instruments dérivés tels que des swaps différés de taux d'intérêt payeurs de taux fixe afin de couvrir l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les exigences en matière d'emprunts à long terme à taux fixe. Aucun contrat de la sorte n'était en cours au 31 décembre 2008. Au 31 décembre 2007, deux swaps de taux d'intérêt payeurs de taux fixe portant sur un notionnel de 140 millions de dollars étaient en cours.

Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné que la contrepartie peut ne pas respecter ses engagements. Au 31 décembre 2008, le seul instrument dérivé détenu par Hydro One était un swap fixe-variable d'un montant de 250 millions de dollars visant la conversion du taux nominal des billets à 4,08 % arrivant à échéance le 3 mars 2011 en un taux variable de trois mois. L'exposition au risque de crédit attribuable à la contrepartie sur la juste valeur de ce swap de taux d'intérêt s'élevait à 15 millions de dollars au 31 décembre 2008. Au 31 décembre 2007, la société avait un swap payable de taux d'intérêt variable lié à une émission de billets à taux croissant, lequel était comptabilisé selon l'option de la juste valeur sans recours à la comptabilité de couverture. L'exposition au risque de crédit lié à des contreparties était négligeable en 2007.

Risque d'illiquidité

Le risque de liquidité s'entend de la capacité de la société à s'acquitter de ses obligations financières à l'échéance. Les sources de liquidité à court terme sont la trésorerie et les équivalents de trésorerie en caisse, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et le programme de papier commercial de la société, aux termes duquel cette dernière est autorisée à émettre jusqu'à 1 000 millions de dollars de billets à court terme dont la durée jusqu'à l'échéance est inférieure à 365 jours. Le programme de papier commercial est soutenu par une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 000 millions de dollars auprès d'un syndicat bancaire, qui arrive à échéance en août 2010. Les liquidités à court terme dont dispose la société devraient suffire à financer les besoins normaux pour assurer son fonctionnement.

Au 31 décembre 2008, il était prévu que des créditeurs et charges à payer d'un montant de 791 millions de dollars seraient réglés en espèces à leur valeur comptable au cours des douze prochains mois. La tranche de la dette à long terme arrivant à échéance au cours des douze prochains mois se chiffrait à 400 millions de dollars. Les intérêts à payer au cours des douze prochains mois à l'égard de l'encours de la dette de la société se chiffraient à 338 millions de dollars.

Au 31 décembre 2008, Hydro One avait émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 6 125 millions de dollars et les intérêts devant être versés par la société se chiffraient à 5 177 millions de dollars. Le tableau qui suit présente un sommaire de l'encours du capital, des paiements d'intérêt et des taux d'intérêt moyens pondérés selon le nombre d'années à courir jusqu'à l'échéance.

Années avant l'échéance	Encours du capital sur les billets et les débentures *(en millions de dollars canadiens)*	Paiements d'intérêt *(en millions de dollars canadiens)*	Taux d'intérêt *moyen pondéré (en pourcentage)*
1 an	400	338	4,0
2 ans	500	316	6,5
3 ans	500	292	5,2
4 ans	600	271	5,8
5 ans	400	237	5,0
	2 400	1 454	5,4
6 à 10 ans	1 050	1 000	4,9
Plus de 10 ans	2 675	2 723	6,2
	6 125	5 177	5,6

10. GESTION DU CAPITAL

La structure du capital de la société devrait lui permettre d'atteindre les objectifs suivants : le maintien d'un accès efficace à des fonds à long terme, à des taux raisonnables, ainsi que la réalisation de bons rendements financiers. Pour assurer le maintien en permanence d'un accès efficace à des fonds, la société tente de maintenir sa cote de solvabilité à long terme dans la catégorie « A ».

La société considère les capitaux propres, la dette à long terme et la trésorerie et les équivalents de trésorerie comme des éléments constitutifs de sa structure du capital. Au 31 décembre 2008 et au 31 décembre 2007, la structure du capital de la société s'établissait comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	**400**	540
Déduire la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**16**	(12)
	384	552
Dette à long terme	**5 733**	5 063
Actions privilégiées	**323**	323
Actions ordinaires	**3 314**	3 314
Bénéfices non répartis	**1 497**	1 258
	5 134	4 895
Total du capital	**11 251**	10 510

Aux fins de ce tableau et des états consolidés des flux de trésorerie, l'expression « trésorerie et équivalents de trésorerie » correspond aux postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie » et « Dette bancaire » du bilan consolidé.

La dette à long terme de la société est habituellement assortie des clauses restrictives d'usage. Entre autres choses, les clauses restrictives de la dette à long terme et de la facilité de crédit de Hydro One limitent la dette permise à 75 % du total de sa structure du capital, restreignent sa capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Au 31 décembre 2008, Hydro One respectait toutes ces clauses restrictives et limites.

11. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Hydro One offre à tous les salariés permanents de Hydro One et de ses filiales de participer à un régime de retraite à prestations déterminées contributif, à l'exception des salariés de Hydro One Brampton. Les salariés de Hydro One Brampton participent au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (« OMERS »), caisse de retraite qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. Les cotisations actuelles de Hydro One Brampton sont d'environ 1 million de dollars annuellement.

Répartition des actifs

Les actifs du régime de retraite de Hydro One étaient répartis comme suit aux 31 décembre 2008 et 2007 :

	Pourcentage des actifs du régime	
Aux 31 décembre	**2008**	2007
Titres de participation	**62,0**	62,5
Titres de créance	**33,3**	34,1
Divers	**4,7**	3,4
	100,0	100,0

Autres renseignements

Le régime de retraite de Hydro One ne détient pas directement de titres de la société, mais détenait des titres de créance de la province de 88 millions de dollars et 90 millions de dollars respectivement aux 31 décembre 2008 et 2007.

Le régime de retraite de la société prévoit des prestations fondées sur le salaire moyen des trois meilleures années ouvrant droit à pension. Pour les nouveaux cadres au service de la société depuis le 1er janvier 2004, et pour les nouveaux membres professionnels de Society of Energy embauchés après le 17 novembre 2005, les prestations sont fondées sur le salaire moyen des cinq meilleures années ouvrant droit à pension. Après la retraite, les prestations de retraite sont indexées pour tenir compte de l'inflation. La date d'évaluation servant à déterminer l'actif du régime et l'obligation au titre des prestations constituées est le 31 décembre. D'après l'évaluation actuarielle déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario le 20 septembre 2007, en date du 31 décembre 2006, la société a versé 101 millions de dollars à son régime de retraite à l'égard de 2008 (95 millions de dollars en 2007), la totalité de cette somme étant nécessaire pour répondre aux besoins de capitalisation minimums. Les cotisations sont payables un mois à terme échu. Toutes les cotisations devraient être faites au comptant. Les cotisations après 2009 seront fondées sur une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2009 et dépendront des rendements futurs des placements et des modifications dans les prestations ou les hypothèses actuarielles.

Le total des paiements au comptant au titre d'avantages sociaux futurs effectués en 2008, consistant en liquidités versées par la société à son régime de retraite capitalisé et en des paiements au comptant effectués directement aux prestataires au titre des autres régimes non capitalisés, s'est établi à 142 millions de dollars en 2008 (137 millions de dollars en 2007).

Transfert d'actifs du régime de retraite

Le 1er mars 2002, Inergi LP a commencé à fournir divers services à Hydro One, notamment des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle et à la chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services touchant les finances et les ressources humaines. Dans le cadre de la convention conclue avec Inergi LP, environ 770 salariés permanents ont été transférés à Inergi LP. Le 10 mars 2008, la Commission des services financiers de l'Ontario a donné son consentement à la société afin que celle-ci puisse transférer du régime de retraite de Hydro One au régime de retraite d'Inergi LP, les actifs du régime et les passifs correspondants des salariés touchés. Aux termes de la convention, la société a comptabilisé un règlement de 21 millions de dollars dans ses résultats d'exploitation pour le premier trimestre, ce qui comprend un crédit de 6 millions de dollars en intérêts. Le transfert d'actifs du régime de retraite a eu lieu au cours du deuxième trimestre.

	Régime de retraite		Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite	
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007	**2008**	2007
Évolution de l'obligation au titre des prestations constituées				
Obligation au titre des prestations constituées aux 1er janvier	**5 077**	5 411	**1 094**	1 100
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**98**	105	**22**	23
Intérêts débiteurs	**277**	282	**60**	57
Prestations versées	**(272)**	(264)	**(41)**	(42)
Modifications du régime	**–**	–	**–**	–
Gain actuariel net	**(1 173)**	(457)	**(261)**	(44)
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	**4 007**	5 077	**874**	1 094
Évolution des actifs du régime				
Juste valeur des actifs du régime aux 1er janvier	**5 100**	5 123	**–**	–
Rendement réel des actifs du régime	**(1 121)**	142	**–**	–
Transferts réciproques[2]	**21**	–	**–**	–
Prestations versées	**(272)**	(264)	**–**	–
Cotisations patronales[1]	**101**	95	**–**	–
Cotisations des salariés	**20**	17	**–**	–
Charges d'administration	**(13)**	(13)	**–**	–
Juste valeur des actifs du régime aux 31 décembre	**3 836**	5 100	**–**	–
Situation de capitalisation				
(Obligation non capitalisée au titre des avantages) excédent de capitalisation	**(171)**	23	**(874)**	(1 094)
Pertes actuarielles nettes non amorties (gains actuariels nets non amortis)	**594**	336	**(92)**	178
Coût non amorti au titre des services passés	**18**	21	**18**	21
Actif (passif) au titre des prestations constituées	**441**	380	**(948)**	(895)
Déduire la tranche échéant à moins de un an	**–**	–	**40**	40
Actif au titre des prestations constituées (passif à long terme)	**441**	380	**(908)**	(855)

[1] En janvier 2009, la société a versé une cotisation de 10 millions de dollars à l'égard de 2008 (en 2008, 8 millions de dollars à l'égard de 2007).

[2] En août 2008, le régime de retraite de Hydro One a reçu des transferts réciproques de 21 millions de dollars, dont une tranche de 19 millions de dollars représente un transfert réciproque d'actifs provenant du régime de retraite de Inergi LP.

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régime de retraite 2008	Régime de retraite 2007	Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite 2008	Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite 2007
Composantes des coûts nets au titre des prestations de l'exercice				
Coût des services rendus au cours de l'exercice, déduction faite des cotisations des salariés	**78**	88	**22**	23
Intérêts débiteurs	**277**	282	**60**	57
Rendement réel des actifs du régime, déduction faite des charges	**1 113**	(129)	**–**	–
Gain actuariel	**(1 173)**	(457)	**(261)**	(44)
Modifications du régime	**–**	–	**–**	–
Divers	**–**	–	**–**	–
Coûts engagés durant l'exercice	**295**	(216)	**(179)**	36
Écarts entre les coûts engagés durant l'exercice et les coûts constatés durant l'exercice à l'égard des éléments suivants :				
Rendement des actifs du régime	**(1 465)**	(212)	**–**	–
Perte actuarielle	**1 206**	522	**269**	59
Modifications du régime	**4**	3	**4**	4
Coûts nets au titre des prestations de l'exercice	**40**	97	**94**	99
Montant imputé aux résultats d'exploitation[3]	**63**	58	**57**	60
Incidence d'une augmentation de 1 % du coût des soins de santé sur :				
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	**–**	–	**108**	167
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	**–**	–	**14**	12
Incidence d'une diminution de 1 % du coût des soins de santé sur les éléments suivants :				
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	**–**	–	**(88)**	(132)
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	**–**	–	**(11)**	(9)
Hypothèses importantes				
Aux fins du calcul des coûts nets au titre des prestations de l'exercice :				
Taux de rendement prévu des actifs du régime	**7,00 %**	6,75 %	**–**	–
Taux d'actualisation moyen pondéré	**5.50 %**	5,25 %	**5.50 %**	5,24 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	**3,00 %**	3,25 %	**3,00 %**	3,25 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	**2,25 %**	2,50 %	**2,25 %**	2,50 %
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés *(en années)*	**10**	10	**11**	9
Taux d'augmentation du coût des soins de santé[4]	**–**	–	**4,40 %**	4,40 %
Aux fins du calcul de l'obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre :				
Taux d'actualisation moyen pondéré	**7,25 %**	5,50 %	**7,25 %**	5,50 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	**2,75 %**	3,00 %	**2,75 %**	3,00 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	**2,00 %**	2,25 %	**2,00 %**	2,25 %
Taux d'augmentation du coût des soins de santé[5]	**–**	–	**4,81 %**	4,40 %

[3] La société suit la méthode de la comptabilité de trésorerie. Au cours de 2008, des coûts liés au régime de retraite de 103 millions de dollars (95 millions de dollars en 2007) ont été attribués à la main-d'œuvre, dont 63 millions de dollars (58 millions de dollars en 2007) ont été imputés aux résultats et 40 millions de dollars (37 millions de dollars en 2007) ont été capitalisés dans les immobilisations corporelles.

[4] Le taux passant progressivement de 8,33 % en 2008 à 4,40 % par année en 2018 et par la suite (en 2007, de 8,69 % en 2007 à 4,40 % par année en 2018 et par la suite).

[5] Le taux passant progressivement de 8,81 % en 2009 à 4,81 % par année en 2023 et par la suite (en 2007, de 8,33 % en 2008 à 4,40 % par année en 2018 et par la suite).

12. PASSIFS ENVIRONNEMENTAUX

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Passifs environnementaux aux 1er janvier	**65**	70
Charge de désactualisation	**7**	4
Dépenses	**(14)**	(12)
Ajustement lié à la réévaluation	**195**	3
Passifs environnementaux aux 31 décembre	**253**	65
Déduire la tranche échéant à moins de un an	**(16)**	(13)
	237	52

Les dépenses futures estimatives liées à l'environnement pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2008 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 16 millions de dollars en 2009; 11 millions de dollars en 2010; 11 millions de dollars en 2011; 12 millions de dollars en 2012; 21 millions de dollars en 2013 et 263 millions de dollars par la suite.

L'estimation de coûts environnementaux futurs comporte des incertitudes dues à certains événements externes possibles comme la modification des règlements et les progrès dans les technologies de remise en état de sites. Hydro One examine régulièrement les facteurs influant sur ces estimations de coûts ainsi que l'état environnemental de ses sites. Le coût réel de l'évaluation ou de la remise en état des sites peut différer des estimations actuelles.

Le 17 septembre 2008, Environnement Canada a publié le texte final de sa réglementation régissant la gestion, le stockage et l'élimination des biphényles polychlorés (« BPC »). Cette réglementation a été adoptée en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 1999*. La nouvelle réglementation impose un calendrier pour l'élimination des BPC fondé sur le type d'équipement en cause, le niveau d'utilisation et le seuil de contamination aux BPC. Aux termes de la nouvelle réglementation, la totalité des BPC présents en concentration de 500 parties par million (« ppm ») ou plus, excluant ceux contenus dans les transformateurs sur poteau et l'équipement électrique secondaire s'y rapportant ainsi que dans les ballasts de tube fluorescent, doit être éliminée avant la fin de 2009. Pour ce qui est des BPC présents en concentration de 50 ppm ou plus dans les transformateurs sur poteau et l'équipement électrique secondaire s'y rapportant, les ballasts de tube fluorescent et autres équipements électriques doivent être éliminés avant la fin de 2025. Par ailleurs, les liquides contenant des BPC en concentration de 2 ppm ou plus et qui ont été retirés des équipements ne peuvent être réutilisés.

La direction est d'avis que la société dispose de très peu d'actifs contaminés aux BPC à hauteur de 500 ppm ou plus. La priorité sera accordée aux inspections et aux tests visant à détecter et à éliminer les BPC contenus dans les actifs aussi rapidement qu'il est effectivement possible de le faire. Les actifs devant être éliminés comprennent principalement les poteaux et les transformateurs sur dalle de béton liés aux postes de distribution, ainsi que les ballasts de tube fluorescent, et ils doivent l'être d'ici 2025. Les équipements des postes de distribution et de transport seront de façon générale décontaminés en retirant l'huile isolante contaminée aux BPC qu'ils contiennent et en les remplissant immédiatement avec de l'huile contenant moins de 2 ppm de BPC.

Conformément aux conventions comptables applicables aux coûts environnementaux, depuis 2001 Hydro One constate un passif au titre des dépenses futures estimatives liées à l'élimination progressive ou à la destruction des huiles isolantes contaminées aux BPC contenues dans les équipements électriques. Le montant du passif de la société est fondé sur les meilleures estimations de la direction quant à la valeur actualisée nette des dépenses futures qui sont jugées nécessaires pour satisfaire à la réglementation existante en matière de BPC.

Les dépenses futures estimatives supplémentaires qu'il sera nécessaire d'engager pour satisfaire aux exigences de la réglementation finale s'établissent à environ 265 millions de dollars d'après les meilleures estimations de la direction. La hausse des dépenses futures estimatives se rapporte principalement aux inspections et aux tests à effectuer sur les transformateurs sur poteau des postes de distribution, à l'enlèvement et à l'élimination de certains équipements des postes de transport et de distribution et à la décontamination et au remplissage des équipements des postes contaminés au-delà des seuils réglementaires. Ces dépenses seront engagées entre 2009 et 2025, mais la majeure partie d'entre elles le sera entre 2013 et 2025. Du fait de la réglementation finale et de la hausse des dépenses futures en découlant, la société a augmenté son passif d'environ 195 millions de dollars au troisième trimestre.

Comme la société prévoit que les dépenses connexes continueront de pouvoir être recouvrées au moyen des tarifs futurs, une hausse de 195 millions de dollars de l'actif réglementaire lié à l'environnement a été inscrite afin de refléter la probabilité d'un recouvrement futur, auprès de la clientèle, de ces dépenses au titre de la contamination aux BPC.

Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, la société estime le coût en dollars actuels d'achèvement des travaux d'atténuation et elle pose des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique d'environ 2 % a été utilisé pour traduire les coûts actuels estimatifs en dépenses estimatives futures. Ces dépenses futures sont actualisées au moyen d'un taux d'actualisation allant de 5,14 % à 6,25 %, selon l'année au cours de laquelle l'obligation a été constatée initialement. Tous les facteurs utilisés par la société pour estimer les passifs environnementaux représentent les meilleures estimations de la direction. Toutefois, il existe une probabilité raisonnable que le nombre ou le volume d'actifs contaminés, les estimations du coût en dollars actuels, les hypothèses relatives à l'inflation et la tendance prévue des flux de trésorerie annuels diffèrent de façon importante des hypothèses posées par la société. En outre, la disponibilité de ressources critiques telles que la main-d'œuvre qualifiée et les actifs de remplacement ainsi que la capacité de procéder à des interruptions de services à des fins d'entretien dans certaines installations clés pourraient avoir une influence sur le calendrier des dépenses.

Les passifs environnementaux estimatifs sont examinés une fois l'an ou plus fréquemment si des changements importants sont apportés à la réglementation ou à d'autres facteurs pertinents. Les modifications aux estimations sont constatées prospectivement.

13. CAPITAL SOCIAL

Actions ordinaires et actions privilégiées

Le 31 mars 2000, la société a émis à la province 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif à 5,5 %, d'une valeur de rachat de 25,00 $ l'action, et 99 990 actions ordinaires, portant le total des actions ordinaires en circulation à 100 000. La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées et d'actions ordinaires.

Les actions privilégiées donnent droit à un dividende cumulatif annuel de 18 millions de dollars, payable trimestriellement. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de la province au prix de 25 $ l'action, qui représente la valeur déclarée, plus tout dividende cumulé et impayé, si la province vend au public un certain nombre des actions ordinaires qu'elle détient, de sorte qu'elle détiendra moins de 50 % des actions ordinaires de la société. Hydro One peut décider, sans condition, de régler le prix de rachat, en totalité ou en partie, en émettant des actions ordinaires additionnelles à la province. Si la province n'exerce pas son droit de rachat, la société pourrait rajuster le dividende sur les actions privilégiées afin que le rendement soit inférieur de 0,50 % au rendement du marché d'alors sur des actions privilégiées de notation semblable. Les actions privilégiées ne comportent pas de droit de vote, sauf dans des cas précis, et ont priorité de rang sur les actions ordinaires advenant liquidation.

Dividendes

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré du conseil d'administration de Hydro One et recommandés par la direction en fonction des résultats d'exploitation, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie et les attentes de l'actionnaire.

En 2008, la société a déclaré des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2007) et des dividendes sur actions ordinaires de 241 millions de dollars (307 millions de dollars en 2007).

Résultat par action

Le résultat par action correspond au bénéfice net de l'exercice, après dividendes cumulatifs sur les actions privilégiées, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant l'exercice.

14. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La province, la SFIEO, la SIERE, l'OEO et Ontario Power Generation Inc. (« OPG ») sont des parties liées à Hydro One. De plus, la CEO est liée à la société étant donné qu'elle est une société d'État provinciale. Les opérations entre ces parties et Hydro One ont été les suivantes :

Hydro One a reçu de la SIERE des produits pour les services de transport, d'après les taux uniformes de transport approuvés par la CEO. Les produits tirés du transport pour 2008 comprennent 1 072 millions de dollars (1 203 millions de dollars en 2007) se rapportant à ces services.

Hydro One reçoit de la SIERE des sommes pour la protection des tarifs ruraux. Les produits de distribution pour 2008 comprennent 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2007) se rapportant à ce programme. Hydro One a aussi reçu de la SIERE des produits tirés de l'alimentation en électricité de collectivités éloignées du Nord. Les produits de distribution pour 2008 comprennent 21 millions de dollars (21 millions de dollars en 2007) se rapportant à ces services.

En 2008, Hydro One a acheté l'équivalent de 2 146 millions de dollars (2 213 millions de dollars en 2007) en électricité sur le marché de l'électricité administré par la SIERE et de 35 millions de dollars (27 millions de dollars en 2007) en électricité d'OPG.

Aux termes de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario de 1998*, la CEO doit recouvrer la totalité de ses charges d'exploitation annuelles auprès des sociétés de distribution de gaz et d'électricité et des sociétés de transport d'électricité. En 2008, Hydro One a engagé des frais de 9 millions de dollars (10 millions de dollars en 2007) auprès de la CEO.

Hydro One a des conventions de niveau de service avec les autres sociétés remplaçantes. Ces services comprennent des services extérieurs ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. Les produits liés à la prestation de services de construction et d'entretien de l'équipement aux autres sociétés remplaçantes se sont établis à 12 millions de dollars (12 millions de dollars en 2007), surtout pour l'entreprise de transport. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'achat de services auprès des autres sociétés remplaçantes ont été inférieures à 1 million de dollars en 2008 et en 2007.

Dans le cadre de son mandat, l'Office de l'électricité de l'Ontario (l' « OEO ») est responsable de certains des programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande de la société. Le financement comprend les coûts des programmes, les incitatifs, les frais de gestion et les primes. En 2008, Hydro One a reçu 5 millions de dollars (3 millions de dollars en 2007) de l'OEO liés aux programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande et avait des créditeurs nets de 3 millions de dollars (débiteurs nets de 3 millions de dollars en 2007).

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés a été payée ou est à payer à la SFIEO, et des dividendes ont été versés ou le seront à la province.

Les montants à payer à des apparentés ou à recevoir de ceux-ci par suite des opérations susmentionnées sont comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Débiteurs	**103**	97
Créditeurs et charges à payer	**(260)**	(234)

Les créditeurs et charges à payer représentent les sommes à payer à la SIERE relativement à des achats d'électricité de 225 millions de dollars (202 millions de dollars en 2007).

15. ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Aux fins des états consolidés des flux de trésorerie de 2007, le poste « Trésorerie et équivalents de trésorerie » renvoie au poste « Dette bancaire » du bilan.

Les variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation comprennent ce qui suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Diminution des débiteurs	**5**	18
Diminution (augmentation) des matières et fournitures	**4**	(11)
Augmentation des créditeurs et charges à payer	**57**	70
Augmentation des intérêts courus	**9**	6
Diminution des créditeurs et charges à payer à long terme	**(1)**	(3)
Augmentation de l'obligation au titre des avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite	**53**	52
Divers	**1**	3
	128	135
Autres renseignements :		
Intérêts payés	**330**	306
Paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	**145**	230

16. ÉVENTUALITÉS

Poursuites

Hydro One est parties à diverses poursuites, réclamations et procédures réglementaires dans le cours normal de ses activités. De l'avis de la direction, l'issue de ces affaires, sauf comme il est indiqué ci-dessous, n'aura pas d'incidence défavorable importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie consolidés de la société.

Le 29 mars 1999, la bande des Premières nations de Whitesand a intenté une poursuite devant la Cour de l'Ontario (Division générale), maintenant la Cour supérieure de justice, dont les défendeurs sont la province, le Procureur général du Canada, Ontario Hydro, la SFIEO, OPG et la société. Le 24 mai 2001, la bande des Premières nations de Whitesand a déposé une autre poursuite pratiquement identique à la première contre les mêmes parties. Cette deuxième poursuite est motivée par le moyen de procédure utilisé par la province dans sa défense alléguant que l'avis de la première poursuite ne respectait pas la *Loi sur les instances introduites contre la Couronne* (Ontario). Ces poursuites réclament un jugement déclaratoire, une mesure injonctive et des dommages-intérêts d'un montant indéterminé. La bande de Whitesand allègue que, depuis au moins la première moitié du XXe siècle, Ontario Hydro érige des barrages et des centrales ainsi que d'autres installations sur les terres traditionnelles de la bande ou touchant celles-ci, et que ces installations ont causé des dommages aux membres de la bande et aux terres, y compris d'importantes inondations et de l'érosion. La bande de Whitesand réclame également, en vertu des droits issus de traités, une part des profits provenant des activités de ces installations d'Ontario Hydro, un droit à des hausses des rentes établies par traité et en raison d'un contrat allégué visant à rembourser la bande pour les coûts engagés dans ses négociations avec Ontario Hydro. La bande de Whitesand a invoqué de multiples causes d'action, dont la violation de propriété, la violation d'une obligation fiduciaire, la nuisance et la négligence. En 2004, la cause du 24 mai 2001 a été regroupée avec une réclamation semblable de la bande des Premières nations de Red Rock intentée le 7 septembre 2001, vu que toutes les questions de procédure dans les deux litiges étaient les mêmes. Ces deux causes sont maintenant fondues en un seul recours où les réclamations de Whitesand et de Red Rock sont présentées. Les réclamations relatives aux activités d'Ontario Hydro (c'est-à-dire, l'inondation) ont trait à des litiges pour lesquels OPG aurait une responsabilité compte tenu des décrets de transfert en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Dans la réclamation regroupée, Whitesand et Red Rock essaient de rattacher Hydro One aux allégations d'inondation d'après le principe présumé que le réseau de transport fait partie intégrante du réseau entier d'électricité, ce qui inclut la méthode de production de l'électricité. À ce jour, Hydro One n'a pas produit de défense. Hydro One croit qu'il est peu probable que l'issue de ce litige ait une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie consolidés.

Transfert d'actifs

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles la société a acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro au 1er avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété pour certains actifs situés sur des terrains appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). La SFIEO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, Hydro One est tenue de gérer ces actifs jusqu'à ce qu'elle ait obtenu tous les consentements nécessaires pour finaliser le transfert du titre de propriété de ces actifs en sa faveur. La société n'est pas en mesure de prévoir le total du montant qu'elle pourrait avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour obtenir les consentements nécessaires. Toutefois, elle prévoit devoir verser plus que le montant d'environ 717 000 $ par année qu'elle a versé à ces bandes et organisations autochtones en 2008. Si la société n'est pas en mesure d'obtenir les consentements auprès de ces bandes et organisations autochtones, la SFIEO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si la société ne peut en arriver à un règlement satisfaisant, elle pourrait devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits à un coût qui serait élevé ou, dans un nombre limité de cas, abandonner une ligne et la remplacer par des groupes générateurs diesel. Les coûts associés à ces actifs pourraient avoir une incidence négative importante sur le bénéfice net de la société si cette dernière était dans l'impossibilité de les recouvrer par le truchement d'ordonnances tarifaires futures.

17. ENGAGEMENTS

Entente avec Inergi

Depuis le 1er mars 2002, Inergi LP (filiale en propriété exclusive de Cap Gemini Canada Inc.) fournit des services à Hydro One. Selon l'entente, Inergi procure à Hydro One notamment des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle et à la chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services financiers et certains services liés aux ressources humaines en vertu d'une entente de dix ans. Les montants facturés par Inergi pour ces services se sont établis entre 93 millions de dollars à 130 millions de dollars par année et ils sont assujettis à l'étude comparative externe effectuée tous les trois ans pour assurer que Hydro One paie un prix concurrentiel établi et constamment amélioré. Dans le cadre de cette entente, environ 900 salariés de la société, y compris environ 130 salariés non permanents, ont été mutés à Inergi le 1er mars 2002.

Les engagements annuels en vertu de l'entente pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2008 et le montant total par la suite se présentent comme suit : 100 millions de dollars en 2009; 94 millions de dollars en 2010; 90 millions de dollars en 2011; 16 millions de dollars en 2012; néant en 2013 et néant par la suite. L'entente vient à échéance le 29 février 2012.

Soutien de prudence

Les acheteurs d'électricité en Ontario, par l'intermédiaire de la SIERE, sont tenus de fournir une garantie pour réduire le risque de manquement d'après leur activité prévue sur le marché. Aux 31 décembre 2008 et 2007, la société apportait un soutien de prudence uniquement au moyen de garanties de la société mère. La SIERE pourrait effectuer des prélèvements sur ces garanties si Hydro One Networks ou Hydro One Brampton ne parvenait pas à effectuer un paiement exigé par un avis de paiement en souffrance émis par la SIERE. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires majorée du montant nominal de la garantie de la société mère. Si la cote de solvabilité à long terme la plus élevée de Hydro One se détériorait pour s'établir sous la catégorie « Aa », la société serait tenue de recommencer à fournir des lettres de crédit à titre de soutien de prudence. Au 31 décembre 2008, le soutien de prudence était fourni au moyen de garanties de la société mère de 325 millions de dollars (325 millions de dollars en 2007).

Conventions de retraite

Des lettres de crédit bancaires ont été émises comme garantie pour le passif de la société aux termes d'un fonds de fiducie, établi en vertu du régime de retraite complémentaire à l'intention des employés de Hydro One et de ses filiales. Le fiduciaire est tenu d'effectuer des prélèvements sur les lettres de crédit si Hydro One manque à ses obligations aux termes du régime. Ces obligations incluent l'exigence de fournir au fiduciaire un rapport actuariel annuel, ainsi que des lettres de crédit suffisantes pour garantir le passif de la société en vertu du régime, de verser les prestations exigibles dans le cadre du régime et de payer les frais liés aux lettres de crédit. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires. Au 31 décembre 2008, l'encours des lettres de crédit bancaires de Hydro One s'élevait à 107 millions de dollars (95 millions de dollars en 2007) relativement aux conventions de retraite.

Contrats de location-exploitation

Les paiements minimaux futurs exigibles en vertu de contrats de location-exploitation pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2008 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 7 millions de dollars en 2009; 8 millions de dollars en 2010; 3 millions de dollars en 2011; 6 millions de dollars en 2012; 6 millions de dollars en 2013 et 32 millions de dollars par la suite.

18. INFORMATIONS SECTORIELLES

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont l'activité principale consiste à fournir des services de transport et de raccordement, et qui est responsable du transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux clients; et
- un secteur « divers » qui comprend principalement l'entreprise de télécommunications.

La désignation des secteurs d'activité est fondée sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Les conventions comptables suivies par les secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables (voir la note 2). Ainsi, les informations sectorielles se présentent comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Transport	Distribution	Divers	Consolidé
2008				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 212	3 334	51	4 597
Achat d'électricité	–	2 181	–	2 181
Exploitation, entretien et administration	387	531	47	965
Amortissement	254	287	7	548
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	571	335	(3)	903
Charges de financement				292
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				611
Dépenses en immobilisations	704	570	10	1 284
2007				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 242	3 382	31	4 655
Achat d'électricité	–	2 240	–	2 240
Exploitation, entretien et administration	415	549	31	995
Amortissement	242	273	6	521
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	585	320	(6)	899
Charges de financement				295
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				604
Dépenses en immobilisations	560	511	20	1 091

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007
Total de l'actif		
Transport	**7 877**	7 273
Distribution	**5 873**	5 407
Divers	**126**	106
	13 876	12 786

Tous les produits, les coûts et les actifs, selon le cas, sont gagnés, engagés ou détenus au Canada.

19. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 13 janvier 2009, Hydro One a émis des billets pour un montant de 100 millions de dollars aux termes du programme de billets à moyen terme de la société. Cette émission constituait un placement supplémentaire de billets à 3,89 % échéant le 19 novembre 2010, initialement émis le 19 novembre 2008. Le montant total non émis dans le cadre de cette émission s'élève désormais à 200 millions de dollars.

Le 14 janvier 2009, Hydro One a émis des billets pour un montant de 200 millions de dollars aux termes du programme de billets à moyen terme de la société. Cette émission constituait un placement supplémentaire de billets à 5,0 % échéant le 12 novembre 2013, initialement émis le 10 novembre 2008. Le montant total non émis dans le cadre de cette émission s'élève désormais à 600 millions de dollars.

20. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Les états financiers consolidés comparatifs ont été reclassés par rapport aux états antérieurement présentés afin de rendre leur présentation conforme à celle qui a été adoptée pour les états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007	2006	2005	2004
Données tirées de l'état des résultats					
Produits					
Transport	**1 212**	1 242	1 245	1 310	1 262
Distribution	**3 334**	3 382	3 273	3 085	2 874
Divers	**51**	31	27	21	17
	4 597	4 655	4 545	4 416	4 153
Coûts					
Achat d'électricité	**2 181**	2 240	2 221	2 131	1 987
Exploitation, entretien et administration	**965**	995	880	792	771
Amortissement	**548**	521	515	487	480
	3 694	3 756	3 616	3 410	3 238
Recouvrement réglementaire[1]	**–**	–	–	91	–
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**903**	899	929	1 006	1 006
Charges de financement	**292**	295	295	325	331
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**611**	604	634	681	675
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**113**	205	179	198	177
Bénéfice net	**498**	399	455	483	498
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens)*	**4 797**	3 809	4 366	4 652	4 798
Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)					
Données tirées du bilan					
Actif					
Transport	**7 877**	7 273	6 950	6 813	6 771
Distribution	**5 873**	5 407	5 161	4 893	4 836
Divers	**126**	106	99	92	95
Total de l'actif	**13 876**	12 786	12 210	11 798	11 702
Passif					
Passif à court terme (y compris la tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme)	**1 298**	1 452	1 194	1 341	1 262
Dette à long terme	**5 733**	5 063	4 848	4 443	4 590
Autres passifs à long terme	**1 721**	1 385	1 347	1 298	1 326
Capitaux propres					
Capital-actions	**3 637**	3 637	3 637	3 637	3 637
Bénéfices non répartis	**1 497**	1 258	1 184	1 079	887
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**(10)**	(9)	–	–	–
Total du passif et des capitaux propres	**13 876**	12 786	12 210	11 798	11 702

Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices (suite)

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2008**	2007	2006	2005	2004
Autres données financières					
Dépenses en immobilisations					
Transport	**704**	560	402	349	432
Distribution	**570**	511	417	338	288
Divers	**10**	20	4	4	7
Total des dépenses en immobilisations	**1 284**	1 091	823	691	727
Ratios					
Couverture par l'actif net de la dette à long terme[2]	**1,84**	1,87	1,92	1,93	1,88
Ratio de couverture par le bénéfice[3]	**2,63**	2,67	2,67	2,69	2,70
Statistiques d'exploitation					
Transport					
Unités transportées *(TWh)*[4]	**148,7**	152,2	151,1	157,0	153,4
Demande de pointe sur 20 minutes du réseau ontarien *(MW)*[4]	**24 231**	25 809	27 056	26 219	25 204
Demande de pointe sur 60 minutes du réseau ontarien *(MW)*[4]	**24 195**	25 737	27 005	26 160	24 979
Total des lignes de transport *(circuit-kilomètres)*	**29 039**	28 915	28 600	28 547	28 643
Distribution					
Unités distribuées aux clients de Hydro One *(TWh)*[4]	**29,9**	30,2	29,0	29,7	28,5
Unités distribuées par les lignes de Hydro One *(TWh)*[4, 5]	**44,7**	45,7	44,7	45,6	44,8
Total des lignes de distribution *(circuit-kilomètres)*	**123 260**	122 933	122 460	122 118	121 736
Clients	**1 325 745**	1 311 714	1 293 396	1 273 768	1 258 925
Total de l'effectif permanent	**5 032**	4 602	4 295	4 189	4 118

[1] À la suite des preuves verbales et écrites présentées par Hydro One, le 9 décembre 2004, la CEO a rendu une décision évoquant le caractère prudent et approuvant le recouvrement des montants auparavant reportés par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*, relativement aux soldes des comptes de report réglementaire visés par Hydro One dans sa demande du 31 mai 2004. Par conséquent, un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars a été inscrit.

[2] Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net correspond au total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an).

[3] Le ratio de couverture par le bénéfice correspond à la somme du bénéfice net, des charges de financement et de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes cumulés sur actions privilégiées.

[4] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

[5] Les unités distribuées par les lignes de Hydro One représentent la totalité des exigences du réseau de distribution et incluent l'électricité distribuée aux consommateurs qui achètent leur électricité directement auprès de la SIERE.

Conseil d'administration (au 31 décembre 2008)

James Arnett*
Président du conseil
d'administration, Hydro One Inc.

Élu le 31 mars 2008
A démissionné le 8 décembre 2008
Réélu le 17 février 2009

Douglas E. Speers[2, 3, 4, 6**]
Président du conseil
d'administration, Hydro One Inc.
Élu (par intérim) le 8 décembre 2008
A démissionné le 17 février 2009

Président du conseil
et administrateur,
Emco Corporation

Sami Bébawi[2, 5, 6]
Conseiller auprès du président,
Groupe SNC-Lavalin Inc.
Président, Geracon Inc.

Kathryn A. Bouey[3, 4, 6]
Présidente, TBG
Strategic Services Inc.
Administratrice de sociétés

Murray J. Elston[1, 5]
Président et chef
de la direction,
Association nucléaire
canadienne

Laura Formusa
Présidente et chef
de la direction,
Hydro One Inc.

Don MacKinnon[5, 6]
Président, Syndicat des
travailleurs et travailleuses
du secteur énergétique

Michael J. Mueller[1, 2, 4]
Administrateur de sociétés

Walter Murray[1, 3, 4]
Administrateur de sociétés

Robert L. Pace[1, 3]
Président et chef
de la direction,
The Pace Group Ltd.

Gale Rubenstein[2, 5]
Associée, Goodmans LLP

Comités du conseil d'administration

[1] **Comité de vérification et des finances** Le comité de vérification et des finances supervise l'intégrité des méthodes comptables et de la présentation de l'information financière, les contrôles internes, la vérification interne, les risques importants courus par la société et la conformité financière. Le comité s'est réuni cinq fois en 2008.

[2] **Comité de gouvernance** Le comité de gouvernance est responsable de la gouvernance du conseil d'administration de la société. Il recommande les questions devant être abordées aux réunions du conseil, passe en revue le mandat du conseil d'administration et celui de chacun de ses comités, fait des évaluations du conseil d'administration, surveille la qualité des relations de la direction avec le conseil d'administration et recommande des candidats appropriés à l'élection au conseil d'administration. Le comité s'est réuni quatre fois en 2008.

[3] **Comité des ressources humaines et des politiques publiques** Le comité des ressources humaines et des politiques publiques a la responsabilité d'examiner notre structure organisationnelle actuelle et future, les plans de relève des dirigeants de la société et des divisions, et l'application du code de déontologie. Il évalue également le rendement et la rémunération des membres de la haute direction, ce qui comprend la formulation de recommandations au conseil concernant la rémunération du président et chef de la direction. Enfin, il détermine et évalue les questions d'affaires publiques ayant des répercussions importantes sur notre société et fait des recommandations au conseil d'administration à ce sujet. Le comité s'est réuni six fois en 2008.

[4] **Comité de la transformation de l'entreprise** Le comité de transformation de l'entreprise est un comité consultatif du conseil établi pour aider le conseil dans sa responsabilité de surveillance des questions relatives à la stratégie de remplacement des systèmes d'applications d'entreprise. Le comité s'est réuni sept fois en 2008.

[5] **Comité de la réglementation et de l'environnement** Le comité de la réglementation et de l'environnement s'assure que la société respecte toutes les exigences réglementaires et les lois applicables en matière d'environnement. Il supervise les programmes, les politiques, les normes et les procédures en matière de conformité et examine les demandes tarifaires soumises par la société ainsi que les mesures et les rapports de conformité. Le comité s'est réuni cinq fois en 2008.

[6] **Comité de la santé et de la sécurité** Le comité de la santé et de la sécurité est responsable d'examiner les politiques, les normes et les programmes en matière de santé et de sécurité au travail, de s'assurer que la société se conforme aux lois, aux politiques et aux normes de santé et de sécurité au travail et d'examiner les questions touchant la santé et la sécurité publiques. Le comité s'est réuni quatre fois en 2008.

** James Arnett a occupé le poste de président du conseil d'administration du 31 mars 2008 au 8 décembre 2008, soit jusqu'à sa nomination comme conseiller spécial du gouvernement d'Ontario sur la restructuration du secteur de l'automobile. M. Arnett a réintégré ses fonctions de président du conseil le 17 février 2009.*

*** Douglas Speers a été élu président du conseil d'administration par intérim le 8 décembre 2008.*

Conception et design : THE WORKS www.worksdesign.com

Renseignements sur la société

ADRESSE DU SIÈGE SOCIAL
483 Bay Street
Toronto (Ontario) M5G 2P5
(416) 345-5000
1-877-955-1155
www.HydroOne.com

RELATIONS AVEC LES INVESTISSEURS
(416) 345-6867
investor.relations@HydroOne.com

DEMANDES DES MÉDIAS
(416) 345-6868
1-877-506-7584

SERVICE À LA CLIENTÈLE
Pannes d'électricité et
situations d'urgence :
1-800-434-1235

Clients résidentiels, clients
agricoles et petites entreprises :
1-888-664-9376

Clients commerciaux :
1-877-447-4412

VÉRIFICATEURS
KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Pour en apprendre davantage sur les activités d'Hydro One liées à l'électricité et sur la façon dont elle entend assurer l'avenir du réseau tout en préservant l'environnement, visitez le

www.HydroOne.com